

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа новых производственных технологий

Научно-образовательный центр Н.М. Кижнера

Направление подготовки 18.03.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Профиль Машины и аппараты химических и нефтехимических производств

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Проектирование основного оборудования для цеха перекачки и подготовки нефти

УДК 665.62.013.002.5.001.63

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ61	Василевичев Илья Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ Н.М. Кижнера	Семакина О.К.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент Отделения социально-гуманитарных наук	Криницына З.В.	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор Отделения контроля и диагностики	Ахмеджанов Р. Р.	д.б.н.		

По разделу «Конструктивно-механический раздел»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ Н.М. Кижнера	Беляев В.М.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель НОЦ Н.М. Кижнера	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Краснокутская Е.А.	д.х.н., профессор		

Томск – 2018 г.

Запланированные результаты обучения по ООП 18.04.02 в 2018 г.

Код результата	Формулировка цели
P1	способность к абстрактному мышлению, анализу, синтезу
P2	готовность действовать в нестандартных ситуациях, нести социальную и этическую ответственность за принятые решения
P3	готовность к саморазвитию, самореализации, использованию творческого потенциала
P4	готовность к коммуникации в устной и письменной формах на русском и иностранном языках для решения задач профессиональной деятельности
P5	готовность руководить коллективом в сфере своей профессиональной деятельности, толерантно воспринимая социальные, этнические, конфессиональные и культурные различия
P6	способность к профессиональной эксплуатации современного оборудования и приборов в соответствии с направлением и профилем подготовки
P7	готовность к использованию методов математического моделирования материалов и технологических процессов, к теоретическому анализу и экспериментальной проверке теоретических гипотез
P8	готовность к защите объектов интеллектуальной собственности и коммерциализации прав на объекты интеллектуальной собственности
P9	способность формулировать научно-исследовательские задачи в области реализации энерго- и ресурсосбережения и решать их
P10	способность организовать самостоятельную и коллективную научно-исследовательскую работу
P11	готовность к поиску, обработке, анализу и систематизации научно-технической информации по теме исследования, выбору методик и средств решения задачи
P12	способность использовать современные методики и методы, в проведении экспериментов и испытаний, анализировать их результаты и осуществлять их корректную интерпретацию;
P13	способность составлять научно-технические отчеты и готовить публикации по результатам выполненных исследований
P14	готовность разрабатывать математические модели и осуществлять их экспериментальную проверку
P15	готовность к разработке мероприятий по энерго- и ресурсосбережению, выбору оборудования и технологической оснастки
P16	готовность к разработке технических заданий на проектирование и изготовление нестандартного оборудования
P17	способность к анализу технологических процессов с целью повышения показателей энерго-и ресурсосбережения, к оценке экономической

Код результата	Формулировка цели
	эффективности технологических процессов, их экологической безопасности
P18	способность оценивать инновационный и технологический риски при внедрении новых технологий
P19	способность разрабатывать мероприятия по комплексному использованию сырья, по замене дефицитных материалов
P20	способность создавать технологии утилизации отходов и системы обеспечения экологической безопасности производства
P21	способность оценивать экономические и экологические последствия принимаемых организационно-управленческих решений
P22	готовность к организации работы коллектива исполнителей, принятию решений и определению приоритетности выполняемых работ
P23	способность находить оптимальные решения при создании продукции с учетом требований качества, надежности, стоимости и экологической безопасности производств
P24	способность использовать современные системы управления качеством в конкретных условиях производства на основе международных стандартов
P25	готовность разрабатывать информационные системы планирования и управления предприятием
P26	способность к проектной деятельности в профессиональной сфере на основе системного подхода и использования моделей для описания и прогнозирования ситуаций, осуществления качественного и количественного анализа процессов в целом и отдельных технологических стадий
P27	способность формулировать задания на разработку проектных решений
P28	готовность к проведению патентных исследований с целью обеспечения патентной чистоты новых проектных решений и определения показателей технического уровня проекта
P29	способность проводить технические и технологические расчеты по проектам, технико-экономической, функционально-стоимостной и эколого-экономической эффективности проекта
P30	готовность к оценке инновационного потенциала проекта
P31	способность использовать пакеты прикладных программ при выполнении проектных работ
P32	способность разрабатывать методические и нормативные документы, техническую документацию, а также предложения и мероприятия по реализации разработанных проектов и программ
P33	готовность к разработке учебно-методической документации для обеспечения учебного процесса
P34	готовность к постановке новых лабораторных работ и проведению практических занятий

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа новых производственных технологий
Научно-образовательный центр Н.М. Кижнера
Направление подготовки 18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии
Профиль Машины и аппараты химических и нефтехимических производств

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель НОЦ Н.М. Кижнера

_____ **Е.А. Краснокутская**
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
4КМ61	Василевичеву Илье Юрьевичу

Тема работы:

Проектирование основного оборудования для цеха перекачки и подготовки нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	23.03.2018 №2085/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объект исследования – установка подготовки нефти. Проектирование основного оборудования цеха подготовки и перекачки нефти. Уменьшение количества механических примесей в подтоварной воде перед откачной на блочную кустовую насосную станцию.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1 Описание технологической схемы 2 Расчет отстойника 2.1 Технологический расчет 2.3 Механический расчет 3 Расчет нефтегазового сепаратора 3.2 Механический расчет 4 Подготовка нефти и газа 4.1 Литературный обзор 4.1.1 Механические примеси в подтоварной воде 4.1.2 Существующая практика

	4.1.3 Цели и задачи исследования 4.2 Экспериментальная часть 4.2.1 Показатели эффективности процесса 4.2.2 Выбор модели и оборудования гидроциклонной установки 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6 Социальная ответственность
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Технологическая схема УПН
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Криницына Зоя Васильевна, к.т.н., доцент
Социальная ответственность	Ахмеджанов Рафик Равильевич, д.б.н., профессор
Конструктивно-механический раздел	Беляев Василий Михайлович, к.т.н., доцент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Литературный обзор	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Семакина Ольга Константиновна	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ61	Василевичев Илья Юрьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
4KM61	Василевичев Илья Юрьевич

Институт	ИШПР	Отделение	ОХИ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	14.08.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	1 Расчет производственной мощности
2. Разработка устава научно-технического проекта	2 Режим работы персонала
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	3 Расчет амортизационных отчислений
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	4 Расчет себестоимости
	5 Расчет технико-экономических показателей
	6 Расчет точки безубыточности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Калькуляция себестоимости товарной нефти
2. Графики определения точки безубыточности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4KM61	Василевичев Илья Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
4КМ61	Василевичев Илья Юрьевич

Школа	ИШНПТ	Отделение	НОЦ им. Н. М. Кижнера
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.

Объект исследования – установка подготовки нефти;
Рабочая зона – компьютерный класс, технологическая зона;
Область применения – нефтеперерабатывающая промышленность.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)

1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
- пожаро- и взрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

1.1 В производственной среде и при применении вычислительной техники вероятно воздействие следующих вредных факторов:

- повышенная яркость света;
- шум;
- повышенный уровень электромагнитных излучений;
- ухудшение микроклимата,
- вредные вещества.

1.2 Вредные вещества. На установке компаундирования бензинов присутствуют такие вредные вещества, как:

- нефть,
- попутный нефтяной газ,
- бензол нефтяной,
- метанол,
- толуол.

Средства защиты: хлопчатобумажные костюмы, защитные очки, ботинки кожаные, перчатки фильтрующие противогазы, каска.

К опасным факторам относятся:

- горючесть, взрывоопасность и токсичность веществ применяемых и получаемых на установке;

	<ul style="list-style-type: none"> - наличие электротехнических устройств высокого напряжения; - превышение токсичных веществ в воздухе рабочей зоны. <p>СанПиН 2.2.4.548-96, ГОСТ 12.1.013-78; СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03; СанПиН 2.2.4.1191-03, СанПиН 2.6.1.1015-01; СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03; СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96, инструкция по охране труда при работе на ПК</p>
2.Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Основными загрязнителями атмосферы на производстве являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> - нефть, - попутный нефтяной газ, - бензол нефтяной, - метанол, - толуол. <p>Повышения экологической безопасности можно достигнуть путем снижения выбросов во время эксплуатации за счет использования улучшенных фильтрационных и очистительных сооружений.</p>
3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Возникновение ЧС, требующих обеспечения электро- и пожаровзрывобезопасности на рабочем месте.</p> <p>Перечень возможных ЧС :</p> <ul style="list-style-type: none"> - пожар; - взрыв; - розлив продуктов/компонентов производства; <p>Для обеспечения безопасной эксплуатации установки предусмотрена рациональная технологическая схема с комплексной автоматизацией технологического процесса, позволяющая обеспечить его непрерывность и стабильную работу оборудования. Предусмотрено отключение электрооборудования со щита операторной.</p> <p>ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения»</p>
4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Анализ законодательно-правовой базы в области обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 31.12.2014) - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: технический перерыв, проветривание, полная изоляция от производственных источников шума и вибрации. <p>Законодательные и нормативные документы по теме:</p>

	1. Федеральный закон № 426-ФЗ от 28.12.2013 г. 2. СанПиН 2.2.4.584-96. 3. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. 4. ГОСТ 12.1.003-83. 5. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 6. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. 7. ГОСТ 12.1.002-84. 11. ГОСТ Р 22.0.01-94. 8. ГОСТ 12.0.004-90. 9. Федеральный закон № 426-ФЗ от 28.12.2013 г. 10. Федеральный закон № 421-ФЗ от 28.12.2013 г. 12. Федеральный закон № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. 12. Конституция Российской Федерации.
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение контроля и диагностики, Профессор	Ахмеджанов Рафик Равильевич	Доктор биологических наук		01.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ61	Василевичев Илья Юрьевич		01.03.2018

Реферат

В магистерской диссертации рассчитано основное оборудование, применяемое при подготовке нефти на промыслах. Произведены технологический, конструктивный и механический расчёты оборудования. Так же предложено применение гидроциклонных систем для очистки подтоварной воды от механических примесей и нефтепродуктов.

В разделе "Конструктивный расчет" произведён расчет диаметров патрубков.

В разделе "Механический расчет" произведены расчеты толщины стенок аппаратов и стандартных эллиптических крышек, расчёты укрепления отверстий, произведен расчет фланцевых соединений.

В разделе "Экологическая и производственная безопасность" рассмотрены вопросы обеспечения безопасной работы персонала, производственной санитарии и охраны окружающей среды.

В разделе "Экономика" рассчитана себестоимость подготовки нефти и технико-экономические показатели.

Дипломный проект состоит из графической части и пояснительной записки.

Графическая часть содержит 6 листов формата А1.

Пояснительная записка содержит 137 листов формата А4, 14 рисунков, 14 таблиц, список литературы содержит 15 источников, 1 приложение.

The abstract

In master's thesis, the basic equipment used in the preparation of oil in the fields is calculated. Technological, constructive and mechanical calculations of equipment have been made. It is also proposed the use of hydrocyclone systems for cleaning of bottom water from mechanical impurities and petroleum products.

In the section "Design calculation" used to calculate the diameter of the pipes.

In the "Mechanical calculation" Calculations of wall thickness of standard elliptical machines and covers, calculations strengthen the holes, a calculation of flanged joints.

In the "environmental and occupational safety" addressed issues of security of personnel, industrial hygiene and environmental protection.

In the "Economy" is calculated the cost of oil and techno-economic indicators.

Thesis project consists of graphics and explanatory note.

The graphical part contains 6 sheets of A1.

The explanatory note contains 137 sheets of A4, 14 tables, 14 drawings, bibliography contains 15 sources, 1 attachment.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	14
1 Описание технологической схемы	15
2 Расчет отстойника	18
2.1 Технологический расчет	18
2.2 Расчет диаметров патрубков	20
2.3 Механический расчет	23
2.3.1 Расчет цилиндрической обечайки	23
2.3.2 Расчет эллиптической крышки	26
2.3.3 Расчет фланцевых соединений для люка	27
2.3.4 Расчет укреплений отверстий	37
2.3.5 Расчет седловых опор	38
3 Расчет нефтегазового сепаратора	43
3.1 Расчет диаметров патрубков	43
3.2 Механический расчет	45
3.2.1 Расчет цилиндрической обечайки	46
3.2.2 Расчет эллиптической крышки	48
3.2.3 Расчет фланцевых соединений для люка	50
3.2.4 Расчет укреплений отверстий	58
3.2.4 Расчет седловых опор	61
4 Подготовка нефти и газа	66
4.1 Литературный обзор	66
4.1.1 Механические примеси в подтоварной воде	67
4.1.2 Существующая практика	69
4.1.3 Цели и задачи исследования	69
4.2 Экспериментальная часть	70
4.2.1 Показатели эффективности процесса	73
4.2.2 Выбор модели и оборудования гидроциклонной установки	74
выводы	75
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	76
5.1 Расчет производственной мощности	76
5.2 Режим работы персонала	77
5.3 Организация оплаты труда	80
5.4 Расчет амортизационных отчислений	82

5.5 Расчет себестоимости.....	83
5.6 Расчет технико-экономических показателей	89
5.7 Расчет точки безубыточности	90
6 Социальная ответственность	93
6.1 Безопасная эксплуатация производства	93
6.1.1 Опасные и вредные производственные факторы, действующие на объекте	93
6.1.2. Основные мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение технологического процесса	95
6.1.3. Электроснабжение упр «крапивинского» н.м.	100
6.1.4. Правила аварийной остановки производства, возможные аварийные состояния производства, способы их предупреждения и устранения.....	101
6.2 Пожарная безопасность	108
6.3 Методы и средства защиты рабочих от производственных опасностей	110
6.4 Дополнительные меры безопасности при эксплуатации производства.....	116
6.4.1 Способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства при разливах и авариях.....	116
6.4.2 Индивидуальные и коллективные средства защиты работающих	117
6.4.3 Средства тушения возможных возгораний.....	120
6.4.4 Возможность накапливания зарядов статического электричества, их опасность и способы нейтрализации.....	122
6.4.5 Безопасный метод удаления продуктов производства из технологических систем и отдельных видов оборудования.....	123
6.4.6 Основные опасности применяемого оборудования и трубопроводов, их ответственных узлов и меры по предупреждению аварийной разгерметизации технологических систем.....	124
6.5 Охрана окружающей среды.	125
6.5.1 Отходы при производстве продукции, сточные воды, выбросы в атмосферу, методы их утилизации, переработки	125
Заключение	130
Список используемой литературы.....	132
Приложение А.....	134

ВВЕДЕНИЕ

На начальном этапе добычи, нефть содержит в своем составе присутствие пластовой воды, газов различного происхождения и конечно же механические примеси. Для обезвоживания и обессоливания водонефтяных эмульсий, а также для получения пластовой воды, которую можно было бы обратно возвращать в пласт, применяют специальные аппараты – отстойники, сепараторы и т.п.

На качество нефти негативно влияет присутствие примесей:

- присутствие в нефти механических примесей, которые затрудняют ее переработку и транспортировку по трубопроводам, а также вызывают эрозию внутренней поверхности труб, различные отложения в аппаратуре, что является причиной снижения коэффициента теплопередачи, повышает зольность остатков перегонки и способствует образованию стойких эмульсий;

- присутствие пластовой воды в нефти значительно увеличивает затраты на ее транспортировку, требует увеличения энергозатрат на испарение воды, а также конденсацию паров. Также, присутствие балластовой воды повышает вязкость нефтяной системы, вызывая тем самым, при понижении температуры, опасность образования кристаллогидратов.

Этим объясняется необходимость процессов обезвоживания и обессоливания.

1 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

Предварительное разделение продукции скважин включает следующие процессы:

- Сепарация нефти от газа;
- Сброс пластовой воды (предварительное обезвоживание).

Сепарация газа от нефти происходит под влиянием гравитационных, инерционных сил и за счет селективной смачиваемости нефти.

Гравитационная сепарация осуществляется вследствие разности плотностей жидкости и газа, т.е. под действием их силы тяжести.

Инерционная сепарация происходит при резких поворотах газонефтяного потока в технологическом оборудовании, при этом жидкость, как более инерционная, продолжает двигаться по прямой, а газ меняет свое направление.

Пленочная сепарация этот метод основывается на так называемом явлении селективного смачивания, при котором поверхность твёрдого тела смачивается нефтью, в результате чего этот компонент выводится из состава эмульсии.

Предварительный сброс пластовой воды применяется для уменьшения коррозии напорных нефтепроводов и снижению затрат на транспортировку нефти. Для обезвоживания нефти на УПН «Крапивинского» месторождения используется гравитационный отстой нефти в РВС-5000 м³ по технологической схеме. Данный процесс основан на явлении коагуляции, в результате которой - более крупные и тяжелые капли воды под действием сил тяжести (гравитации) оседают на дно и скапливаются в виде слоя подтоварной воды.

Нефть, прошедшая предварительное обезвоживание на 1-й ступени сепарации поступает в отстойники нефти ОН, где обезвоживается до остаточного содержания воды в нефти в пределах 0,5%.

Отстойник нефти ОН (V-100м³). Данный аппарат представляют собой горизонтальный отстойник, в котором нефть подается через трубопровод - распределитель, его конструкция обеспечивает равномерное распределение ее по всему сечению аппарата. Для более эффективной работы отстойника необходимо поддерживать межфазный уровень «вода-нефть» на высоте 300-500 мм от верхней образующей трубопровода – распределителя. В этом случае водонефтяная эмульсия проходит слой отстоявшейся воды, где происходит водная промывка эмульсии и отделение пластовой воды. Уровень воды в отстойнике поддерживается регуляторами поз. LC 612, 613, в пределах 1000-1400 мм (34-50%) управляющими клапанами КРУ-13, КРУ-14 установленными на линии отвода воды, с сигнализацией нижнего и верхнего уровней. Для визуального контроля межфазного уровня «воды-нефть» в отстойнике предусмотрены четыре пробоотборника, расположенных на высотных отметках: 400мм, 700мм, 1000, 1400мм от нижней образующей аппарата.

Рабочее давление в ОН ($P \leq 2,5$ кгс/см²) поддерживается регулятором давления. Контроль избыточного давления в отстойниках осуществляется датчиками давления PR611, PR 613 с сигнализацией нижнего и верхнего значения данного параметра (1,3 – 4 кгс/см²).

Нормальная работа отстойников возможна только при их полном заполнении и отсутствии газовой "шапки". А остаточный газ, выделившийся в отстойниках нефти, отводится через задвижку в трубопровод входа нефти в КСУ.

Из отстойников нефти ОН частично дегазированная нефть поступает на концевую сепарационную установку КСУ (V-100м³).

В КСУ при давлении P до 0,1 МПа и температуре 50÷750С происходит окончательное разгазирование нефти. Газ, выделившийся в сепараторе КСУ сжигается на факеле низкого давления ФНД. Дистанционный контроль давления в концевом сепараторе осуществляется датчиками избыточного давления PR713, PR717 с сигнализацией верхнего значения данного параметра (1 кгс/см²) PA711, PA715.

Для нормальной работы сепараторов КСУ необходимо поддерживать в них уровень в пределах 400-1500 мм (30-42%). Дистанционное измерение межфазного уровня «нефть-газ» в КСУ и его автоматическое регулирование осуществляется по следующему контуру: преобразователь измерительный уровня радарный LC714, LC718 (Reflax-Radar BM100A).

На выходе из КСУ поток поступает в технологический резервуар РВС-5000, где происходит резервуарная подготовка нефти до товарной кондиции. Ввод нефти в РВС осуществляется через распределительный коллектор, расположенный на отметке +1000 мм от днища резервуара. Граница раздела фаз в РВС «вода-нефть» поддерживается на уровне до 1800 мм от днища резервуара.

2 РАСЧЕТ ОТСТОЙНИКА

2.1 Технологический расчет [2]

Целью расчета является определение геометрических размеров аппарата, таких как диаметр и длина, а так же расчет и подбор стандартных патрубков.

Основным аппаратом обезвоживания нефти считается отстойник.

Исходные данные для расчета:

производительность $G=5000-6000 \text{ м}^3/\text{сут}$;

температура рабочая $t=45^\circ\text{C}$;

плотность нефти при 45°C $\rho_n=880 \text{ кг/м}^3$;

плотность воды при 45°C $\rho_v=1000 \text{ кг/м}^3$;

Диаметр рассчитывается по следующей формуле:

$$D \geq 0.981 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_c \cdot \rho_c}{\mu_c \cdot \sqrt{f(\varepsilon)}}$$

нагрузка аппарата по смеси:

$$Q_c := 62 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

плотность смеси:

$$\rho_c := 880 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

вязкость смеси:

$$\mu_c := 6.15 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$f(\varepsilon)$ - функция относительной высоты водяной подушки в зоне отстоя

$$\varepsilon := 0.25$$

$$f(\varepsilon) := 0.5\pi + (1 - \varepsilon) \cdot \sqrt{\varepsilon \cdot (2 - \varepsilon)} + \text{asin}(1 - \varepsilon)$$

$$f(\varepsilon) = 2.915$$

$$D := 0.981 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_c \cdot \rho_c}{\mu_c \cdot f(\varepsilon)}$$

$$D = 2.986 \text{ м}$$

Принимаем

$$\underline{D} := 3 \text{ м}$$

$$\tau_0 \prec \tau_n$$

Основное условие процесса отстаивания состоит в следующем:

Где τ - время отстаивания.

$$\frac{D}{\omega_0} = \frac{L}{\omega_n}$$

Если допустить, что $\tau_0 = \tau_n$, то:

ω_0 - горизонтальная скорость движения эмульсии в зоне отстоя

ω_n - скорость осаждения капли воды в полидисперсной эмульсии в зоне отстоя

найдем из уравнения Стокса:

$$\omega_0 := 0.0018 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

радиус осаждаемых капель воды:

$$r := 0.3 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

плотность воды:

$$\rho_{\text{в}} := 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

плотность нефти:

$$\rho_{\text{н}} := 870 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

ускорение свободного падения:

$$\underline{g} := 9.8 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$$

вязкость нефти:

$$\mu := 4.585 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$$\omega_n := \frac{\frac{2 \cdot r^2 (\rho_B - \rho_H) \cdot g}{9\mu}}{2}$$

$$\omega_n = 2.779 \times 10^{-6} \frac{\text{М}}{\text{с}}$$

высота водной подушки:

$$h := D_\varepsilon$$

$$h = 0.75 \text{ м}$$

Длина отстойника:

$$L := \frac{(D - h) \cdot \omega_0}{\omega_n}$$

$$L = 1.458 \times 10^3 \text{ м}$$

Принимаем

$$L := 14.58 \text{ м}$$

В качестве отстойника примем горизонтальный цилиндрический аппарат ОГ-100.

2.2 Расчет диаметров патрубков

Патрубки подбирают исходя из объемного расхода эмульсии и обеспечения требуемой скорости

$$G_{\text{см}} := 52.1 \frac{\text{кг}}{\text{с}} - \text{расход смеси}$$

$$G_{\text{Н}} := 29 \frac{\text{кг}}{\text{с}} - \text{расход нефти}$$

$$G_{\text{В}} := 23.1 \frac{\text{кг}}{\text{с}} - \text{расход воды}$$

$$G_{\text{Г}} := 0.46 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} - \text{расход газа}$$

$$\rho_{нВых} := 870 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} - \text{плотность нефти на выходе}$$

$$\rho_{вВых} := 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} - \text{плотность воды на выходе}$$

$$\rho_{смВых} := 880 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} - \text{плотность смеси на выходе}$$

$$\rho_{гВых} := 1.303 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} - \text{плотность газа на выходе}$$

Определим объемные расходы эмульсии:

Смесь на входе в аппарат:

$$V_{смВх} := \frac{G_{см}}{\rho_{смВх}} - \text{объемный расход смеси на входе}$$

$$V_{смВх} = 0.059 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Нефть на выходе из аппарата:

$$V_{нВых} := \frac{G_{н}}{\rho_{нВых}} - \text{объемный расход нефти на выходе}$$

$$V_{нВых} = 0.033 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Вода на выходе из аппарата:

$$V_{вВых} := \frac{G_{в}}{\rho_{вВых}} - \text{объемный расход воды на выходе}$$

$$V_{вВых} = 0.023 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Газ на выходе из аппарата:

$$V_{гВых} := \frac{G_{г}}{\rho_{гВых}} - \text{объемный расход газа на выходе}$$

$$V_{гВых} = 0.353 \frac{м^3}{с}$$

Зададимся скоростью движения эмульсий на входе и выходе из аппарата:

$$\omega_{смВх} := 1.5 \frac{м}{с} - \text{скорость движения смеси на входе в аппарат}$$

$$\omega_{нВых} := 1.2 \frac{м}{с} - \text{скорость движения нефти на выходе из аппарата}$$

$$\omega_{вВых} := 1 \frac{м}{с} - \text{скорость движения воды на выходе из аппарата}$$

$$\omega_{гВых} := 20 \frac{м}{с} - \text{скорость движения газа на выходе из аппарата}$$

Определим расчетный диаметр входного патрубка для смеси:

$$d_{смВх} := \sqrt{\frac{4 \cdot V_{смВх}}{\omega_{смВх} \cdot \pi}}$$

$$d_{смВх} = 0.224 \text{ м}$$

Выберем ближайший стандартный патрубок:

$$d := 0.25 \text{ м}$$

Определим расчетный диаметр выходного патрубка для нефти:

$$d_{нВых} := \sqrt{\frac{4 \cdot V_{нВых}}{\omega_{нВых} \cdot \pi}}$$

$$d_{нВых} = 0.188 \text{ м}$$

Выберем ближайший стандартный патрубок:

$$d := 0.2 \text{ м}$$

Определим расчетный диаметр выходного патрубка для воды:

$$d_{вВых} := \sqrt{\frac{4 \cdot V_{вВых}}{\omega_{вВых} \cdot \pi}}$$

$$d_{вВых} = 0.171 \text{ м}$$

Выберем ближайший стандартный патрубок:

$$d := 0.25 \text{ м}$$

Определим расчетный диаметр выходного штуцера для газа:

$$d_{\text{ГВЫХ}} := \sqrt{\frac{4 \cdot V_{\text{ГВЫХ}}}{\omega_{\text{ГВЫХ}} \cdot \pi}}$$

$$d_{\text{ГВЫХ}} = 0.15 \text{ м}$$

Выберем ближайший стандартный патрубок:

$$d := 0.15 \text{ м}$$

2.3 Механический расчет

Целью расчета является определение толщины стенки обечайки и эллиптической крышки, так же расчет фланцевых соединений, расчет необходимости укрепления отверстий и в свою очередь подбор и расчет опор аппарата.

2.3.1 Расчет цилиндрической обечайки [4]

Данный аппарат изготовлен для категории размещения 1 по ГОСТ 15150 (для макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом) с установкой на открытой площадке. Применяется в установках сбора и подготовки продукции нефтяных месторождений для эксплуатации в макроклиматических районах II₅ и II₄ по ГОСТ 16350 с температурой воздуха при эксплуатации: для умеренного климата от +40°C до -50°C. Учитывая давление 0,8 МПа и среднюю коррозионность среды, принимаем низколегированную сталь марки 09Г2С.

Исходные данные:

$$D := 3000 \text{ мм} - \text{диаметр аппарата}$$

$$P := 0.8 \text{ МПа} - \text{рабочее давление}$$

$E := 1.99 \cdot 10^5$ МПа - модуль упругости

$t := 100$ °С - расчетная температура

$\sigma_{\text{д}} := 177$ МПа - допускаемое напряжение

$c := 2$ мм - прибавка к расчетной толщине стенки

$\phi_p := 1$ - коэффициент прочности продольного сварного шва

$\rho := 880 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ - плотность эмульсии

$g := 9.81$ м/с²

Расчетное значение внутреннего избыточного давления

$$P_p := P + \frac{\rho \cdot g \cdot D}{10^9}$$

$$P_p = 0.826 \text{ МПа}$$

Так как аппарат изготавливается из листового проката $\eta := 1$

Допускаемое напряжение для стали 09Г2С при $t = 20$ °С

$$\sigma_{20} := 196 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{д}20} := \eta \cdot \sigma_{20}$$

$$\sigma_{\text{д}20} = 196 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{и}} := 1.25 \cdot P_p \cdot \frac{\sigma_{\text{д}20}}{\sigma_{\text{д}}}$$

$$P_{\text{и}} = 1.107 \text{ МПа}$$

Вычислим толщину стенки при рабочем давлении:

$$s_p := \frac{P \cdot D}{2 \cdot \phi_p \cdot \sigma_{\text{д}} - P}$$

$$s_p = 6.795 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки:

$$s_{\text{н}} := s_p + c$$

$$s = 8.795 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки при расчетном давлении :

$$s_{p.d} := \frac{(P_p) \cdot D}{2 \cdot \phi_p \cdot \sigma_d - (P_p)}$$

$$s_{p.d} = 7.016 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки:

$$s := s_{p.d} + c$$

$$s = 9.016 \text{ мм}$$

Вычислим расчетную толщину стенки при давлении гидроиспытаний:

$$s_H := \frac{(P_H) \cdot D}{2 \cdot \phi_p \cdot \sigma_d - (P_H)}$$

$$s_H = 9.414 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки:

$$s := s_H + c$$

$$s = 11.414 \text{ мм}$$

Принимаем исполнительную толщину стенки:

$$s := 12 \text{ мм}$$

Вычислим допускаемое давление при рабочих условиях:

$$P_d := \frac{2 \cdot \sigma_d \cdot \phi_p \cdot (s - c)}{D + (s - c)}$$

$$P_d = 1.176 \text{ МПа}$$

Вычислим допускаемое давление при условиях гидроиспытаний:

$$P_{dH} := \frac{[2 \cdot \sigma_H \cdot \phi_p \cdot (s - c)]}{D + (s - c)}$$

$$P_d = 1.478 \text{ МПа}$$

2.3.2 Расчет эллиптической крышки [4]

$P := 0.8$ МПа - рабочее давление

$E := 1.99 \cdot 10^5$ МПа - модуль упругости

$\phi_p := 1$

$D := 3000$ мм - диаметр аппарата

$\sigma_d := 177$ МПа - допускаемое напряжение для стали 09Г2С

$\phi := 1$

$g := 9.81$ м/с²

$\rho := 880 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ - плотность эмульсии

$c := 2$ - прибавка на коррозию и эрозию

Вычислим толщину стенки эллиптической крышки:

Так как длина днища $L=0.5D$ поэтому радиус кривизны в вершине крышки равен:

$R := 0.5D$

Расчетное значение внутреннего избыточного давления

$P_p = 0.826$ МПа

Так как аппарат изготавливается из листового проката

$\eta := 1$

Допускаемое напряжение для стали 09Г2С при $t = 20$ °С

$\sigma_{20} := 196$ МПа

$\sigma_{d20} := \eta \cdot \sigma_{20}$

$\sigma_{d20} = 196$ МПа

$P_{и} = 1.107$ МПа- давление при гидроиспытаниях

Вычислим расчетную толщину стенки при рабочем давлении:

$$s_{1p} := \frac{P \cdot R}{2 \cdot \sigma_d \cdot \phi - 0.5P}$$

$$s_{1p} = 3.394 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки:

$$s := s_{1p} + c$$

$$s = 5.394 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки при расчетном давлении:

$$s_{1p} := \frac{(P_p) \cdot R}{2 \cdot \sigma_D \cdot \phi - 0.5(P_p)}$$

$$s_{1p} = 3.504 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки:

$$s := s_{1p} + c$$

$$s = 5.504 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки при давлении гидроиспытаний:

$$s_{1p} := \frac{(P_H) \cdot R}{2 \cdot \sigma_D \cdot \phi - 0.5(P_H)}$$

$$s_{1p} = 4.699 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки:

$$s := s_{1p} + c$$

$$s = 6.699 \text{ мм}$$

Принимаем

$$s_1 := 12 \text{ мм}$$

2.3.3 Расчет фланцевых соединений для люка [6]

Так как среда в аппарате пожаро-взрывоопасная выбираем тип фланца шип-паз. Расчет производим для люка-лаза $D=500$ мм (рис. 2.1) [6].

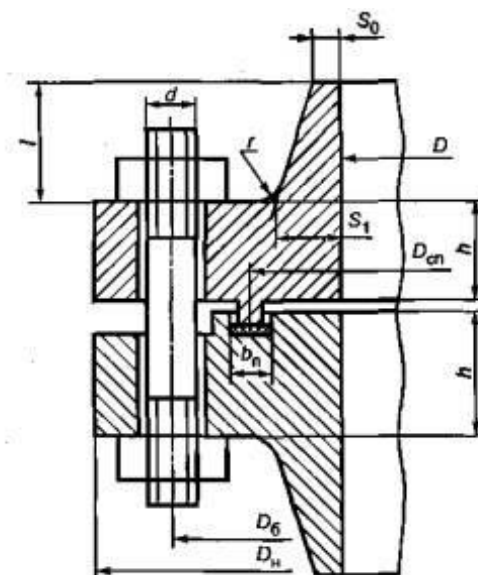


Рисунок 2.1- Фланцевое соединение с уплотнительной поверхностью
типа шип-паз

Давление при испытаниях:

$\sigma_{20} := 180 \text{ МПа}$ - допускаемое напряжение

$\sigma_{\text{дв}} := 160 \text{ МПа}$

$P_{\text{и}} = 1.125 \text{ МПа}$ - давление при гидроиспытаниях

Усилия необходимые для смятия прокладки и обеспечения герметичности фланцевого соединения

Эффективная ширина прокладки:

Выберем паронит марки ПМБ в качестве материала для прокладки толщиной 2 мм

Ширина прокладки в соответствии с рекомендациями:

$b_{\text{п}} := 11 \text{ мм}$

Толщина прокладки:

$h_{\text{п}} := 2 \text{ мм}$

Расчетный диаметр плоских прокладок:

$D_{\text{нп}} := 562 \text{ мм}$ - наружный диаметр прокладки

$D_{\text{сп}} := 551 \text{ мм}$ - расчетный диаметр прокладки

Усилие необходимое для смятия прокладки при сжатии

$$q_{обж} := 20 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{обж} := 0.5 \cdot \pi \cdot D_{сп} \cdot b_{п} \cdot q_{обж}$$

$$P_{обж} = 1.904 \times 10^{11} \text{ Н} - \text{усилие, необходимое для смятия прокладки}$$

при затяжке

Усилие на прокладку в рабочих условиях, необходимое для обеспечения герметичности фланцевого соединения

Прокладочный коэффициент:

$$m := 2.5$$

$$P := 0.6 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$R_{п} := \pi \cdot D_{сп} \cdot b_{п} \cdot m \cdot P$$

$$R_{п} = 2.856 \times 10^{10} \text{ Н} - \text{усилие на прокладке в рабочих условиях,}$$

необходимое для обеспечения герметичности фланцевого соединения

Усилие в шпильках при затяжке и рабочих условиях:

Суммарная площадь сечения шпилек по внутреннему диаметру резьбы

Количество шпилек М24:

$$n := 16$$

$$f_{ш} := 324 \text{ мм}^2$$

$$A_{ш} := n \cdot f_{ш}$$

$$A_{ш} = 5.184 \times 10^3 \text{ мм}^2 - \text{суммарная площадь сечения болтов (шпилек)}$$

по внутреннему диаметру резьбы или нагруженному сечению наименьшего диаметра

Равнодействующая нагрузка от давления

$$Q_{д} := 0.785 \cdot P \cdot D_{сп}$$

$$Q_{д} = 2.595 \times 10^8 \text{ Н}$$

Плечи действия усилий в шпильках:

$D_6 := 600 \text{ мм}$ - диаметр окружности расположения болтов (шпилек)

$$b := 0.5 \cdot (D_6 - D_{\text{сп}})$$

$b = 24.5 \text{ мм}$ - плечо усилий в болтах (шпильках)

$S_0 := 12 \text{ мм}$ - толщина втулки приварного встык фланца в месте приварки к обечайке (трубе), толщина обечайки (трубы) плоского фланца или бурта свободного фланца

$$S_9 := S_0$$

Плечо усилия действующее от давления на фланец

$S_9 := 12 \text{ мм}$ - эквивалентная толщина втулки фланца

$D_{\text{ф}} := 500 \text{ мм}$ - диаметр фланца

$$e := 0.5 \cdot (D_{\text{сп}} - D_{\text{ф}} - S_9)$$

$e = 19.5 \text{ мм}$ - плечо усилия от действия давления внутри фланца

$K_{\text{обж}} := 0.9$ - коэффициент обжатия прокладки

$E_{\text{п}} := 0.02 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ - условный модуль сжатия прокладки

$$y_{\text{п}} := \frac{h_{\text{п}} \cdot K_{\text{обж}}}{E_{\text{п}} \cdot \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_{\text{п}}}$$

$y_{\text{п}} = 4.727 \times 10^{-8}$ - податливость прокладки, мм/Н

$L_{\text{ш0}} := 70 \text{ мм}$ - расстояние между опорными поверхностями гайки и головки болта или опорными поверхностями гаек

$d := 23 \text{ мм}$ - наружный диаметр болта (шпильки)

$E_{20\text{ш}} := 2.1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ - модуль продольной упругости материала болта (шпильки) при температуре 20°C

$$L_{\text{ш}} := L_{\text{ш0}} + 0.56 \cdot d$$

$L_{\text{ш}} = 82.88 \text{ мм}$ - эффективная длина болта (шпильки) при определении податливости

$$y_{\text{ш}} := \frac{L_{\text{ш}}}{E_{20\text{ш}} \cdot f_{\text{ш}} \cdot n}$$

$$y_{\text{ш}} = 7.613 \times 10^{-8} \quad \text{- податливость болтов (шпилек), мм/Н}$$

$$l_0 := \sqrt{D \cdot S_0}$$

$$l_0 = 189.737 \text{ мм - параметр длины втулки}$$

$E_{20} := 2.05 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ - модуль продольной упругости материала фланца при температуре 20°C

$$l := 30 \text{ мм - длина конической втулки приварного встык фланца}$$

$S_0 := 12 \text{ мм}$ - толщина втулки приварного встык фланца в месте приварки к обечайке (трубе), толщина обечайки (трубы) плоского фланца или бурта свободного фланца

$s_1 := 17.5 \text{ мм}$ - толщина втулки приварного встык фланца в месте присоединения к тарелке

$$\text{Так как } \frac{s_1}{S_0} = 1.458, \text{ то}$$

$$\frac{l}{l_0} = 0.158$$

$\beta_v := 0.065$ - расчетный коэффициент, зависящий от соотношения размеров втулки фланца

$$D := 500 \text{ мм}$$

$$D_H := 640 \text{ мм - наружный диаметр фланца}$$

$$\text{Так как } K := \frac{D_H}{D}, K = 1.28, \text{ то коэффициенты:}$$

$\beta_T := 1.9$ - коэффициент, зависящий от соотношения размеров тарелки фланца

$\beta_F := 0.91$ - расчетный коэффициент, зависящий от соотношения размеров втулки фланца

$\beta_U := 9$ - коэффициент, зависящий от соотношения размеров тарелки фланца

$h := 19 \text{ мм}$ - толщина тарелки фланца

$S_0 := 12 \text{ мм}$ - толщина втулки приварного встык фланца в месте приварки к обечайке (трубе), толщина обечайки (трубы) плоского фланца или бурта свободного фланца

$\beta_V := 0.55$ - расчетный коэффициент, зависящий от соотношения размеров втулки фланца

$\beta_Y := 8$ - коэффициент, зависящий от соотношения размеров тарелки фланца

$l_0 := 189.737 \text{ мм}$ - параметр длины втулки

$\beta_Z := 4.3$ - коэффициент, зависящий от соотношения размеров тарелки фланца

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_V \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot S_0^2}$$

$$\lambda = 0.59$$

$$y_\Phi := \frac{0.91 \cdot \beta_V}{\lambda \cdot S_0^2 \cdot l_0 \cdot E_{20}}$$

$$y_\Phi = 1.516 \times 10^{-10} \text{ - угловая податливость фланца при затяжке, } 1/\text{Н} \cdot \text{мм}$$

Жесткость фланцевого соединения:

$E_{ш} := 1.88 \cdot 10^5$ МПа - модуль продольной упругости материала болта (шпильки) при расчетной температуре

$$\gamma := \frac{1}{y_{п} + y_{ш} \cdot \frac{E_{20ш}}{E_{ш}} + 2 \cdot b^2 y_{ф} \cdot \frac{E_{20}}{E}}$$

$\gamma = 3.128 \times 10^6$ - жесткость фланцевого соединения, Н/мм

Нагрузка вызванная стесненностью температурных деформаций

$\alpha_{ф1} := 17 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^{\circ}\text{C}}$ - температурный коэффициент линейного расширения материала фланца

$\alpha_{ф2} := 17 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^{\circ}\text{C}}$ - температурный коэффициент линейного расширения материала фланца

$y_{п} = 4.727 \times 10^{-8}$ - податливость прокладки, мм/Н

$\alpha_{р} := 17 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^{\circ}\text{C}}$ - температурный коэффициент линейного расширения материала трубной решетки или иной закладной детали, зажатой между фланцами

$\alpha_{ш} := 11.1 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^{\circ}\text{C}}$ - температурный коэффициент линейного расширения материала болта (шпильки)

$y_{ш} = 7.613 \times 10^{-8}$ - податливость болтов (шпилек), мм/Н

$t_{ф1} := 143^{\circ}\text{C}$ - расчетная температура фланца

$t_{ф2} := 143^{\circ}\text{C}$ - расчетная температура фланца

$t_{р} := 143^{\circ}\text{C}$ - расчетная температура трубной решетки или иной закладной детали, зажатой между фланцами

$t_{ш} := 0.97 \cdot 143$ - расчетная температура болта (шпильки)

$$h_1 := 18 \text{ мм}$$

$h_{\text{тр}} := 21 \text{ мм}$ - толщина трубной решетки или закладной детали между прокладками

$$A := \alpha_{\text{ф1}} \cdot h_1 \cdot (t_{\text{ф1}} - 20) + \alpha_{\text{ф2}} \cdot (t_{\text{ф2}} - 20)$$

$$B := \alpha_{\text{р}} \cdot h_{\text{тр}} \cdot (t_{\text{р}} - 20) - \alpha_{\text{ш}} \cdot (h_1 + h_{\text{тр}}) \cdot (t_{\text{ш}} - 20)$$

$$Q_t := \gamma \cdot (A + B)$$

$Q_t = 1.009 \times 10^5 \text{ Н}$ - нагрузка, вызванная стесненностью температурных деформаций

Расчетная нагрузка на шпильки при затяжке, необходимая для обеспечения в рабочих условиях давления на прокладку, достаточного для герметизации фланцевого соединения

$$D_{\text{н}} := 640 \text{ мм} - \text{наружный диаметр фланца}$$

$$D_{\text{сп}} := 551 \text{ мм} - \text{расчетный диаметр прокладки}$$

$$e := 19.5 \text{ мм} - \text{плечо усилия от действия давления внутри фланца}$$

$$M := 2 \cdot 10^6 \frac{\text{Н}}{\text{мм}} - \text{внешний изгибающий момент}$$

$$\alpha := 1 - \frac{y_{\text{п}} - 2 \cdot y_{\text{ф}} \cdot e \cdot b}{y_{\text{п}} + y_{\text{ш}} + 2 \cdot y_{\text{ф}} \cdot b}$$

$$\alpha = 1.746$$

$$y_{\text{фн}} := \left(\frac{\pi}{4} \right)^3 \cdot \frac{D_6}{E_{20} \cdot D_{\text{н}} \cdot h^3}$$

$y_{\text{фн}} = 3.23 \times 10^{-10}$ - угловая податливость фланца, нагруженного внешним изгибающим моментом, $1/\text{Н} \cdot \text{мм}$

$$\alpha_{\text{м}} := y_{\text{ш}} + 2 \cdot y_{\text{фн}} \cdot b \cdot \left(b + e - \frac{e^2}{D_{\text{сп}}} \right)$$

$\alpha_M = 7.616 \times 10^{-7}$ - коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внешним изгибающим моментом

$$F := 0.785 \cdot D_{\text{сп}} \cdot P$$

$F = 2.595 \times 10^8$ Н - внешняя осевая сила (растягивающая сила берется со знаком плюс, сжимающая сила - со знаком минус)

$$P_{\text{ш1}} := \max \left[\alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\Pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{\text{сп}}}, \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\Pi} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{\text{сп}}} - Q_t \right]$$

$P_{\text{ш1}} = 2.947 \times 10^{10}$ Н - расчетная нагрузка на болты (шпильки) при затяжке, необходимая для обеспечения в рабочих условиях давления на прокладку, достаточного для герметизации фланцевого соединения

Расчетная нагрузка на шпильки при затяжке необходимая для обеспечения обжатия прокладки и минимального начального натяжения шпилек

$\sigma_{\text{дш0}} := 149 \text{ МПа}$ - расчетное напряжение в болтах (шпильках) при затяжке

$$P_{\text{ш2}} := \max(P_{\text{обж}}, 0.4 A_{\text{ш}} \cdot \sigma_{\text{дш0}})$$

$P_{\text{ш2}} = 1.904 \times 10^{11}$ Н - расчетная нагрузка на болты (шпильки) при затяжке, необходимая для обеспечения обжатия прокладки и минимального начального натяжения болтов (шпилек)

Расчетная нагрузка на шпильки фланцевого соединения при затяжке:

$$P_{\text{мш}} := \max(P_{\text{ш1}}, P_{\text{ш2}})$$

$$P_{\text{мш}} = 1.904 \times 10^{11} \text{ Н}$$

при рабочих условиях:

$$P_{\text{рш}} := P_{\text{мш}} + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + Q_t + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_M) \cdot |M|}{D_{\text{сп}}}$$

$P_{рш} = 1.9 \times 10^{11}$ Н - расчетная нагрузка на болты (шпильки)

фланцевых соединений в рабочих условиях

Проверка прочности шпилек и прокладки:

Расчетные напряжения в шпильках:

при затяжке:

$$\sigma_{ш1} \leq \sigma_{дш0}$$

$$\sigma_{ш1} := \frac{P_{мш}}{A_{ш}}$$

$\sigma_{ш1} = 3.673 \times 10^7$ Па - расчетное напряжение в болтах (шпильках) при

затяжке

при рабочих условиях:

$$\sigma_{ш2} := \frac{P_{рш}}{A_{ш}}$$

$\sigma_{ш2} = 3.666 \times 10^7$ Па - расчетное напряжение в болтах (шпильках) в

рабочих условиях

$$\sigma_{ш2} \leq \sigma_{дш0}$$

Условия прочности шпилек:

при затяжке:

$$\sigma_{ш1д} := 178.8 \text{ МПа}$$

при рабочих условиях:

$$\sigma_{ш2д} := 149 \text{ МПа}$$

Условие прочности прокладки:

$$q := \frac{\max(P_{мш}, P_{рш})}{\pi \cdot D_{сП} \cdot b_{П}}$$

$q = 1 \times 10^7$ Па - расчетное удельное давление

$$q_{д} := 130 \text{ МПа}$$

$$q \leq q_d$$

условие выполняется

2.3.4 Расчет укреплений отверстий [5]

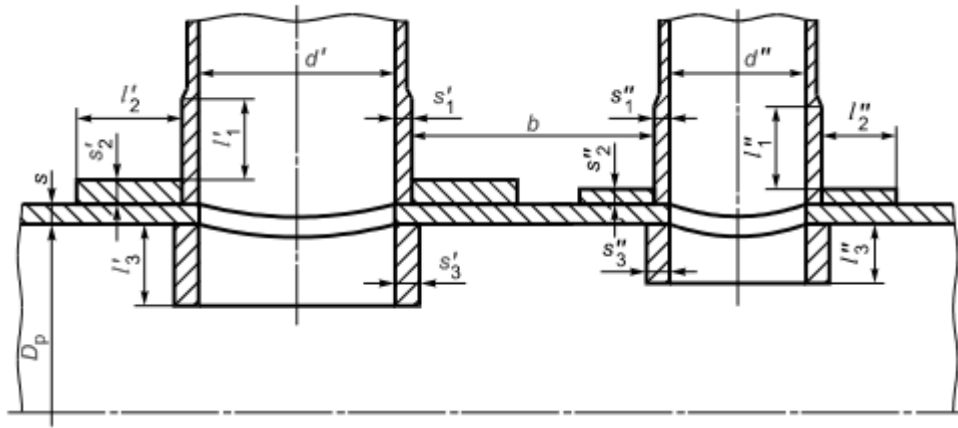


Рисунок 2.2- Укрепление отверстий

Примем диаметр укрепляемых элементов:

Диаметр обечайки:

$$D := 3 \text{ м}$$

$$D_{pц} := D$$

Расчетный диаметр отверстия в стенке обечайки с круглым поперечным сечением:

Внутренний диаметр штуцера:

$$d := 0.5 \text{ м}$$

$$c_s := 0.012 \text{ м}$$

$$d_p := d + 2 \cdot c_s$$

$$d_p = 0.524 \text{ м}$$

Расчетный диаметр одиночного отверстия, не требующего дополнительного укрепления при наличии избыточной толщины стенки сосуда:

Толщина стенки аппарата:

$$s := 0.012 \text{ м}$$

Расчетная толщина стенки аппарата:

$$s_{pц} := 0.005 \text{ м}$$

Прибавка на коррозию:

$$c := 0.002 \text{ м}$$

$$d_{0ц} := 2 \left(\frac{s - c}{s_{pц}} - 0.4 \right) \cdot \sqrt{D_{pц} \cdot (s - c)}$$

$$d_{0ц} = 0.554 \text{ м}$$

так как

$d_{0ц} > d_p$, тогда укрепление отверстий не требуется

2.3.5 Расчет седловых опор [7]

Для стального сварного горизонтального цилиндрического аппарата выбираем седлообразные опоры (рис.2.3).

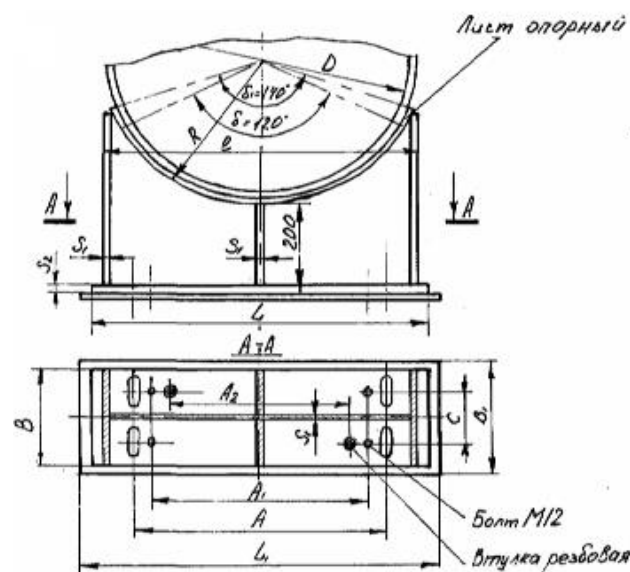


Рисунок 2.3 Конструкция стандартных седловых опор

На опору действуют следующие нагрузки:

Q - реакция опоры (вертикальная сила)

P₁ - горизонтальная сила (перпендикулярно к оси аппарата)

P₂ - горизонтальная сила трения (параллельно оси аппарата)

Объём аппарата в соответствии с регламентом равен:

$$V := 100 \text{ м}^3$$

Масса аппарата равна :

$$\rho_{\text{ст}} := 7900 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$L := 14.58 \text{ м}$$

$$m_{\text{ап}} := \rho_{\text{ст}} \cdot L \cdot \pi \cdot \frac{(3.024^2 - 3^2)}{4}$$

$$m_{\text{ап}} = 1.308 \times 10^4 \text{ кг}$$

Масса воды, заполняющей аппарат равна:

$$\rho := 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$m := V \cdot \rho$$

$$m = 1 \times 10^5 \text{ кг}$$

Тогда максимальная масса аппарата будет равна сумме всех масс с учетом фланцев:

$$G_{\text{max}} := m + m_{\text{ап}} \cdot 1.3$$

$$G_{\text{max}} = 1.17 \times 10^5 \text{ кг}$$

Определим реакцию опоры (аппарат установлен на 2-х опорах):

$$Q_{\text{max}} := 0.5 \cdot G_{\text{max}} \cdot 9.8$$

$$Q_{\text{max}} = 5.733 \times 10^5 \text{ Н}$$

Горизонтальная сила равна (перпендикулярная к оси аппарата) :

$$K_{18} := 0.21$$

$$P_1 := K_{18} \cdot Q_{\text{max}}$$

$$P_1 = 1.204 \times 10^5 \text{ Н}$$

Горизонтальная сила трения (параллельная оси аппарата) :

$$P_2 := 0.15 \cdot Q_{\text{max}}$$

$$P_2 = 8.6 \times 10^4 \text{ Н}$$

Площадь опорной плиты должна удовлетворять условию:

$$\sigma_{\text{бет1}} := 8$$

МПа

$$F_{\text{пр}} := \frac{Q_{\text{max}}}{\sigma_{\text{бет1}}}$$

$$F_{\text{пр}} = 7.166 \times 10^4 \text{ м}^2$$

Расчетная толщина опорной плиты :

b - ширина поперечных ребер

$$b := 0.3 \text{ м}$$

a - расстояние между поперечными ребрами

$$a := 0.7 \text{ м}$$

$$K_{19} := 0.32$$

$$\sigma_{\text{бет}} := 8 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{п}} := 154 \text{ МПа}$$

$$S_{\text{пR}} := 2.45 \cdot b \cdot \sqrt{\frac{K_{19} \cdot \sigma_{\text{бет}}}{1.1 \cdot \sigma_{\text{п}}}}$$

$$S_{\text{пR}} = 0.09 \text{ м}$$

Исполнительная толщина опорной плиты:

$$c := 0.002 \text{ м}$$

$$S_{\text{п}} := S_{\text{пR}} + c$$

$$S_{\text{п}} = 0.092 \text{ м}$$

Во всех случаях толщина опорной плиты должна быть больше 10 мм, поэтому принимаем толщину равную 12 мм.

$$S_{\text{п}} := 0.012 \text{ м}$$

Зададимся толщиной ребра:

$$S_{\text{пр}} := 0.012 \text{ м}$$

Толщины ребер проверяют на устойчивость от действия сжимающей нагрузки:

$$m := 5$$

число ребер на опоре

$$l_{\text{общ}} := a \cdot (m - 1) + 2 \cdot b \cdot m$$

$$l_{\text{общ}} = 5.8 \text{ м}$$

$$q := \frac{Q_{\text{max}}}{l_{\text{общ}}}$$

$$q = 9.885 \times 10^4$$

Расчетная толщина ребер из условия устойчивости:

$$S_p := 0.14 \text{ м}$$

высота крайнего наружного ребра:

$$h_2 := 0.7 \text{ м}$$

$$E := 1.99 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{кр}} := 3.6 \cdot E \cdot \left(\frac{S_p}{h_2} \right)^2$$

$$\sigma_{\text{кр}} = 2.866 \times 10^4 \text{ МПа}$$

$$\sigma_T := 300 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{кр1}} := \min \left(\frac{\sigma_T}{3}, \frac{\sigma_{\text{кр}}}{5} \right)$$

$$\sigma_{\text{кр1}} = 100 \text{ МПа}$$

$$S := \frac{q}{\sigma_{\text{кр}}}$$

$$S = 3.449 \text{ мм}$$

Условие прочности опоры при действии изгибающей силы P_2 :

h_1 - высота среднего ребра опоры

W - момент сопротивления горизонтального сечения по ребрам у основания опоры

$$h_1 := 0.2 \text{ м}$$

$$\sigma_{\text{доп}} := 8 \text{ МПа}$$

$$W := 1.8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3$$

$$\sigma := \frac{P_2 \cdot h_1}{W}$$

$$\sigma = 9.555 \times 10^7 \text{ Па}$$

$$\sigma := 95 \text{ МПа}$$

$$\sigma_1 := 1 \cdot \sigma_{\text{доп}}$$

$$\sigma_1 = 8 \text{ МПа}$$

$$\sigma_1 = 8$$

$$\sigma := 95$$

$$\sigma_1 < \sigma$$

условие выполняется

3 РАСЧЕТ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕПАРАТОРА

Необходимо рассчитать нефтегазовый сепаратор, применяемый для разделения газо-водонефтяной эмульсии. Основные характеристики представлены в табл.3.1.

Таблица 3.1 Характеристика нефтегазового сепаратора НГС-100

Показатель	Ед. измерения	Значение
Эффективный объем V	м ³	100
Диаметр D	мм	3000
Длина L	мм	15110
Рабочее давление P	МПа	0.8
Рабочая производительность Q	м ³ /час	300-1500

3.1 Расчет диаметров патрубков

Патрубки подбирают исходя из объемного расхода эмульсии и обеспечения требуемой скорости

$$G_{\text{см}} := 28.93 \frac{\text{кг}}{\text{с}} - \text{расход смеси}$$

$$G_{\text{нВых}} := 28 \frac{\text{кг}}{\text{с}} - \text{расход нефти на выходе}$$

$$G_{\text{гВых}} := 0.93 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} - \text{расход газа на входе}$$

$$\rho_{\text{смВх}} := 870 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} - \text{плотность смеси на входе}$$

$$\rho_{\text{нВых}} := 860 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} - \text{плотность нефти на выходе}$$

$$\rho_{\text{гВых}} := 1.303 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} - \text{плотность газа на выходе}$$

Определим объемные расходы эмульсии:

Смесь на входе в аппарат:

$$V_{\text{смВх}} := \frac{G_{\text{см}}}{\rho_{\text{смВх}}} - \text{объемный расход смеси на входе}$$

$$V_{\text{смВх}} = 0.033 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Нефть на выходе из аппарата:

$$V_{\text{нВых}} := \frac{G_{\text{нВых}}}{\rho_{\text{нВых}}} - \text{объемный расход нефти на выходе}$$

$$V_{\text{нВых}} = 0.033 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Газ на выходе из аппарата:

$$V_{\text{гВых}} := \frac{G_{\text{гВых}}}{\rho_{\text{гВых}}} - \text{объемный расход газа на выходе}$$

$$V_{\text{гВых}} = 0.714 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Зададимся скоростью движения эмульсии на входе и выходе из аппарата:

$$\omega_{\text{смВх}} := 1 \frac{\text{м}}{\text{с}} - \text{скорость движения смеси на входе в аппарат}$$

$$\omega_{\text{нВых}} := 1 \frac{\text{м}}{\text{с}} - \text{скорость движения нефти на выходе из аппарата}$$

$$\omega_{\text{гВых}} := 10 \frac{\text{м}}{\text{с}} - \text{скорость движения газа на выходе из аппарата}$$

Определим расчетный диаметр входного патрубка для смеси:

$$d_{\text{смВх}} := \sqrt{\frac{4 \cdot V_{\text{смВх}}}{\omega_{\text{смВх}} \cdot \pi}}$$

$$d_{\text{смВх}} = 0.206 \text{ м}$$

Выберем ближайший стандартный патрубок:

$$d := 0.5 \text{ м}$$

Определим расчетный диаметр выходного патрубка для нефти:

$$d_{\text{нВых}} := \sqrt{\frac{4 \cdot V_{\text{нВых}}}{\omega_{\text{нВых}} \cdot \pi}}$$

$$d_{\text{нВых}} = 0.204 \text{ м}$$

Выберем ближайший стандартный патрубок:

$$\underline{d} := 0.5 \text{ м}$$

Определим расчетный диаметр выходного штуцера для газа

$$d_{\text{гВых}} := \sqrt{\frac{4 \cdot V_{\text{гВых}}}{\omega_{\text{гВых}} \cdot \pi}}$$

$$d_{\text{гВых}} = 0.301 \text{ м}$$

Выберем ближайший стандартный патрубок:

$$\underline{d} := 0.5 \text{ м}$$

3.2 Механический расчет

Целью расчета является определение толщины стенки обечайки и эллиптической крышки, так же расчет фланцевых соединений, расчет необходимости укрепления отверстий и в свою очередь подбор и расчет опор аппарата.

Данный аппарат изготовлен для категории размещения 1 по ГОСТ 15150 (для макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом) с установкой на открытой площадке. Применяется в установках сбора и подготовки продукции нефтяных месторождений для эксплуатации в макроклиматических районах II₅ и II₄ по ГОСТ 16350 с температурой воздуха при эксплуатации: для умеренного климата от +40°C до -50°C. Учитывая давление 0,8 МПа и среднюю коррозионность среды, принимаем низколегированную сталь марки 09Г2С.

3.2.1 Расчет цилиндрической обечайки [4]

Исходные данные:

$D := 3000$ мм - диаметр аппарата

$P := 0.8$ МПа - рабочее давление

$E := 1.99 \cdot 10^5$ МПа - модуль упругости

$t := 100$ °С - расчетная температура

$\sigma_{\text{д}} := 177$ МПа - допускаемое напряжение для стали 09Г2С

$c := 2$ мм - прибавка к расчетной толщине стенки

$\phi_p := 1$ - коэффициент прочности сварного шва

$\rho := 880 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ - плотность эмульсии

$g := 9.81$ м/с²

Расчетное значение внутреннего избыточного давления

$$P_p := P + \frac{\rho \cdot g \cdot D}{10^9}$$

$$P_p = 0.826 \text{ МПа}$$

Так как аппарат изготавливается из листового проката

$$\eta := 1$$

Допускаемое напряжение для стали 09Г2С при $t = 20$ °С

$$\sigma_{20} := 196 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{д}20} := \eta \cdot \sigma_{20}$$

$$\sigma_{\text{д}20} = 196 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{н}} := 1.25 \cdot P_p \cdot \frac{\sigma_{\text{д}20}}{\sigma_{\text{д}}}$$

$$P_{\text{н}} = 1.107 \text{ МПа}$$

Расчетное значение предела текучести при 20°C для стали 09Г2С:

$$R_{e20} := 245 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{н}} := \text{Floor}\left(\frac{R_{e20}}{1.1}, 0.5\right) \sigma_{\text{н}} = 222.5 \text{ МПа}$$

Вычислим расчетную толщину стенки при рабочем давлении:

$$s_p := \frac{P \cdot D}{2 \cdot \phi_p \cdot \sigma_d - P}$$

$$s_p = 6.795 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки:

$$s_{\text{н}} := s_p + c$$

$$s = 8.795 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки при расчетном давлении :

$$s_{p.d} := \frac{(P_p) \cdot D}{2 \cdot \phi_p \cdot \sigma_d - (P_p)}$$

$$s_{p.d} = 7.016 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки:

$$s_{\text{н}} := s_{p.d} + c$$

$$s = 9.016 \text{ мм}$$

Вычислим расчетную толщину стенки при давлении гидроиспытаний:

$$s_{\text{н}} := \frac{(P_{\text{н}}) \cdot D}{2 \cdot \phi_p \cdot \sigma_d - (P_{\text{н}})}$$

$$s_{\text{н}} = 9.414 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки:

$$s_{\text{н}} := s_{\text{н}} + c$$

$$s = 11.414 \text{ мм}$$

Принимаем исполнительную толщину стенки:

$$s := 12$$

Вычислим допускаемое давление при рабочих условиях:

$$P_d := \frac{2 \cdot \sigma_d \cdot \phi_p \cdot (s - c)}{D + (s - c)}$$

$$P_d = 1.176 \text{ МПа}$$

Вычислим допускаемое давление при условиях гидроиспытаний:

$$P_{d_{гид}} := \frac{[2 \cdot \sigma_{и} \cdot \phi_p \cdot (s - c)]}{D + (s - c)}$$

$$P_d = 1.478 \text{ МПа}$$

3.2.2 Расчет эллиптической крышки [4]

$$P := 0.8 \text{ МПа} - \text{расчетное давление}$$

$$E := 1.99 \cdot 10^5 \text{ МПа} - \text{модуль упругости}$$

$$\phi_p := 1 - \text{коэффициент прочности сварного шва}$$

$$D := 3000 \text{ мм} - \text{диаметр аппарата}$$

$$\sigma_d := 196 \text{ МПа} - \text{допускаемое напряжение}$$

$$\phi := 1$$

$$g := 9.81 \text{ м/с}^2$$

$$\rho := 880 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} - \text{плотность эмульсии}$$

Толщина стенки эллиптической крышки:

Так как длина днища $L=0.5D$ поэтому радиус кривизны в вершине крышки равен:

$$R := 0.5D$$

Сумма прибавок к расчетной толщине стенки:

$$c := 2 \text{ мм}$$

Расчетное значение внутреннего избыточного давления

$$P_p = 0.826 \text{ МПа}$$

Так как аппарат изготавливается из листового проката

$$\eta := 1$$

Допускаемое напряжение для стали 09Г2С при $t = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$\sigma_{20} := 196 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{д20} := \eta \cdot \sigma_{20}$$

$$\sigma_{д20} = 196 \text{ МПа}$$

$$P_{и} = 1.107 \text{ МПа}$$

Вычислим расчетную толщину стенки при рабочем давлении:

$$s_{1p} := \frac{P \cdot R}{2 \cdot \sigma_{д} \cdot \phi - 0.5P}$$

$$s_{1p} = 3.394 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки:

$$s := s_{1p} + c$$

$$s = 5.394 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки при расчетном давлении:

$$s_{1p} := \frac{(P_p) \cdot R}{2 \cdot \sigma_{д} \cdot \phi - 0.5(P_p)}$$

$$s_{1p} = 3.504 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки:

$$s := s_{1p} + c$$

$$s = 5.504 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки при давлении гидроиспытаний:

$$s_{1p} := \frac{(P_{и}) \cdot R}{2 \cdot \sigma_{д} \cdot \phi - 0.5(P_{и})}$$

$$s_{1p} = 4.699 \text{ мм}$$

Вычислим толщину стенки:

$$s := s_{1p} + c$$

$$s = 6.699 \text{ мм}$$

Принимаем толщину стенки:

$$s_1 := 12 \text{ мм}$$

3.2.3 Расчет фланцевых соединений для люка

Так как среда в аппарате пожаро-взрывоопасная выбираем тип фланца шип-паз $D=500$ мм (рис. 3.1) [6]

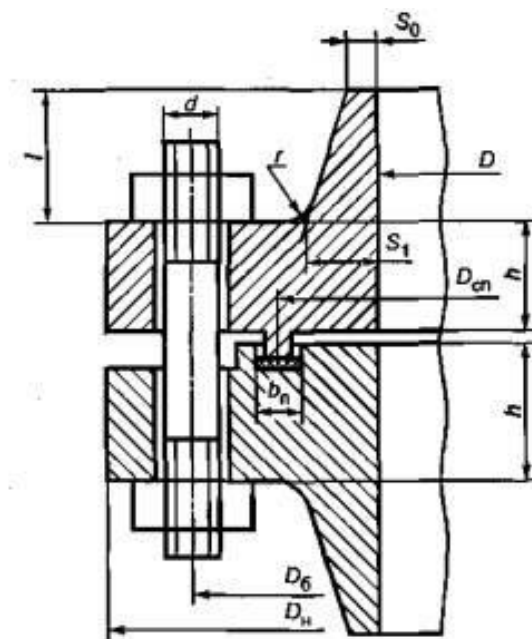


Рисунок 3.1- Фланцевое соединение с уплотнительной поверхностью типа шип-паз

Давление при испытаниях:

$$\sigma_{20} := 180 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{Д}} := 160 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{и}} := 1.25 \cdot P \cdot \frac{\sigma_{20}}{\sigma_{\text{д}}}$$

$$P_{\text{и}} = 1.125 \text{ МПа}$$

Усилия необходимые для смятия прокладки и обеспечения герметичности фланцевого соединения

Эффективная ширина прокладки:

Выберем паронит марки ПМБ в качестве материала для прокладки толщиной 2 мм

Ширина прокладки в соответствии с рекомендациями:

$$b_{\text{п}} := 11 \text{ мм}$$

Толщина прокладки:

$$h_{\text{п}} := 2 \text{ мм}$$

Расчетный диаметр плоских прокладок:

$$D_{\text{нп}} := 562 \text{ мм}$$

$$D_{\text{сп}} := 551 \text{ мм}$$

Усилие необходимое для смятия прокладки при сжатии

$$q_{\text{обж}} := 20 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$P_{\text{обж}} := 0.5 \cdot \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_{\text{п}} \cdot q_{\text{обж}}$$

$$P_{\text{обж}} = 1.904 \times 10^{11} \text{ Н}$$

Усилие на прокладку в рабочих условиях, необходимое для обеспечения герметичности фланцевого соединения

Прокладочный коэффициент:

$$m := 2.5$$

$$P := 0.6 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$R_{\text{п}} := \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_{\text{п}} \cdot m \cdot P$$

$$R_{\text{п}} = 2.856 \times 10^{10} \text{ Н}$$

Усилие в шпильках при затяжке и рабочих условиях:

Суммарная площадь сечения шпилек по внутреннему диаметру резьбы

Количество шпилек М24:

$$n := 16$$

$$f_{\text{ш}} := 324 \text{ мм}^2$$

$$A_{\text{ш}} := n \cdot f_{\text{ш}}$$

$$A_{\text{ш}} = 5.184 \times 10^3 \text{ мм}^2$$

Равнодействующая нагрузка от давления

$$Q_{\text{д}} := 0.785 \cdot P \cdot D_{\text{сп}}$$

$$Q_{\text{д}} = 2.595 \times 10^8 \text{ Н}$$

Плечи действия усилий в шпильках

$$D_{\text{б}} := 600 \text{ мм}$$

$$b := 0.5 \cdot (D_{\text{б}} - D_{\text{сп}})$$

$$b = 24.5 \text{ мм}$$

$$S_0 := 12 \text{ мм}$$

$$S_{\text{э}} := S_0$$

Плечо усилия действующее от давления на фланец

$$S_{\text{э}} := 12 \text{ мм}$$

$$D_{\text{ф}} := 500 \text{ мм}$$

$$e := 0.5 \cdot (D_{\text{сп}} - D_{\text{ф}} - S_{\text{э}})$$

$$e = 19.5 \text{ мм}$$

$$K_{\text{обж}} := 0.9$$

$$E_{\text{п}} := 0.02 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

$$y_{\text{п}} := \frac{h_{\text{п}} \cdot K_{\text{обж}}}{E_{\text{п}} \cdot \pi \cdot D_{\text{сп}} \cdot b_{\text{п}}}$$

$$y_{\text{II}} = 4.727 \times 10^{-8} \text{ мм}$$

$$L_{\text{III}0} := 70 \text{ мм}$$

$$d := 23 \text{ мм}$$

$$E_{20\text{III}} := 2.1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

$$L_{\text{III}} := L_{\text{III}0} + 0.56 \cdot d$$

$$L_{\text{III}} = 82.88 \text{ мм}$$

$$y_{\text{III}} := \frac{L_{\text{III}}}{E_{20\text{III}} \cdot f_{\text{III}} \cdot n}$$

$$y_{\text{III}} = 7.613 \times 10^{-8} \text{ мм}$$

$$l_0 := \sqrt{D \cdot S_0}$$

$$l_0 = 189.737 \text{ мм}$$

$$E_{20} := 2.05 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

$$\underline{l} := 30 \text{ мм}$$

$$\underline{S_0} := 12 \text{ мм}$$

$$\underline{s_1} := 17.5 \text{ мм}$$

$$\beta_V := 0.065$$

$$\text{Так как } \frac{l}{l_0} = 0.158, \frac{s_1}{S_0} = 1.458, \text{ то}$$

$$\underline{D} := 500 \text{ мм}$$

$$D_{\text{H}} := 640 \text{ мм}$$

Так как

$$\underline{K} := \frac{D_{\text{H}}}{D}$$

$K = 1.28$,то коэффициенты:

$$\beta_T := 1.9$$

$$\beta_F := 0.91$$

$$h := 19_{\text{мм}}$$

$$S_0 := 12_{\text{мм}}$$

$$\beta_U := 9$$

$$\beta_v := 0.55$$

$$l_0 := 189.737_{\text{мм}}$$

$$\beta_Y := 8$$

$$\beta_Z := 4.3$$

$$\lambda := \frac{\beta_F \cdot h + l_0}{\beta_T \cdot l_0} + \frac{\beta_v \cdot h^3}{\beta_U \cdot l_0 \cdot S_0^2}$$

$$\lambda = 0.59$$

$$y_\phi := \frac{0.91 \cdot \beta_v}{\lambda \cdot S_0^2 \cdot l_0 \cdot E_{20}}$$

$$y_\phi = 1.516 \times 10^{-10}$$

Жесткость фланцевого соединения:

$$E_{\text{ш}} := 1.88 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

$$\gamma := \frac{1}{y_{\text{п}} + y_{\text{ш}} \cdot \frac{E_{20\text{ш}}}{E_{\text{ш}}} + 2 \cdot b^2 y_\phi \cdot \frac{E_{20}}{E}}$$

$$\gamma = 3.128 \times 10^6$$

Нагрузка, вызванная стесненностью температурных деформаций

$$\alpha_{\phi 1} := 17 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{C}}$$

$$\alpha_{\phi 2} := 17 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{C}}$$

$$y_{\text{п}} = 4.727 \times 10^{-8}$$

$$\alpha_p := 17 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{C}}$$

$$\alpha_{\text{ш}} := 11.1 \cdot 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{C}}$$

$$y_{\text{ш}} = 7.613 \times 10^{-8}$$

$$t_{\phi 1} := 143^\circ\text{C}$$

$$t_{\phi 2} := 143^\circ\text{C}$$

$$t_p := 143^\circ\text{C}$$

$$t_{\text{ш}} := 0.97 \cdot 143$$

$$h_1 := 18 \text{ мм}$$

$$h_{\text{тр}} := 21 \text{ мм}$$

$$A := \alpha_{\phi 1} \cdot h_1 \cdot (t_{\phi 1} - 20) + \alpha_{\phi 2} \cdot (t_{\phi 2} - 20)$$

$$B := \alpha_p \cdot h_{\text{тр}} \cdot (t_p - 20) - \alpha_{\text{ш}} \cdot (h_1 + h_{\text{тр}}) \cdot (t_{\text{ш}} - 20)$$

$$Q_t := \gamma \cdot (A + B)$$

$$Q_t = 1.009 \times 10^5 \text{ Н}$$

Расчетная нагрузка на шпильки при затяжке, необходимая для обеспечения в рабочих условиях давления на прокладку, достаточного для герметизации фланцевого соединения

$$D_{\text{ш}} := 640 \text{ мм}$$

$$D_{\text{сп}} := 551 \text{ мм}$$

$$e := 19.5 \text{ мм}$$

$$M := 2 \cdot 10^6 \frac{\text{Н}}{\text{мм}}$$

$$\alpha := 1 - \frac{y_{\text{п}} - 2 \cdot y_{\phi} \cdot e \cdot b}{y_{\text{п}} + y_{\text{ш}} + 2 \cdot y_{\phi} \cdot b}$$

$$\alpha = 1.746$$

$$y_{\phi H} := \left(\frac{\pi}{4}\right)^3 \cdot \frac{D_6}{E_{20} \cdot D_H \cdot h^3}$$

$$y_{\phi H} = 3.23 \times 10^{-10}$$

$$\alpha_M := y_{\text{ш}} + 2 \cdot y_{\phi H} \cdot b \cdot \left(b + e - \frac{e^2}{D_{\text{сп}}} \right)$$

$$\alpha_M = 7.616 \times 10^{-7}$$

$$F := 0.785 \cdot D_{\text{сп}} \cdot P$$

$$F = 2.595 \times 10^8 \text{ Н}$$

$$P_{\text{ш1}} := \max \left[\alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\text{п}} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{\text{сп}}}, \alpha \cdot (Q_d + F) + R_{\text{п}} + \frac{4 \cdot \alpha_M \cdot |M|}{D_{\text{сп}}} - Q_t \right]$$

$$P_{\text{ш1}} = 2.947 \times 10^{10} \text{ Н}$$

Расчетная нагрузка на шпильки при затяжке необходимая для обеспечения обжатия прокладки и минимального начального натяжения шпилек

$$\sigma_{\text{дш0}} := 149 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{ш2}} := \max(P_{\text{обж}}, 0.4 A_{\text{ш}} \cdot \sigma_{\text{дш0}})$$

$$P_{\text{ш2}} = 1.904 \times 10^{11} \text{ Н}$$

Расчетная нагрузка на шпильки фланцевого соединения при затяжке:

$$P_{\text{мш}} := \max(P_{\text{ш1}}, P_{\text{ш2}})$$

$$P_{\text{мш}} = 1.904 \times 10^{11} \text{ Н}$$

при рабочих условиях:

$$P_{\text{рш}} := P_{\text{мш}} + (1 - \alpha) \cdot (Q_d + F) + Q_t + \frac{4 \cdot (1 - \alpha_M) \cdot |M|}{D_{\text{сп}}}$$

$$P_{\text{рш}} = 1.9 \times 10^{11} \text{ Н}$$

Проверка прочности шпилек и прокладки:

Расчетные напряжения в шпильках:

при затяжке:

$$\sigma_{ш1} \leq \sigma_{дш0}$$

$$\sigma_{ш1} := \frac{P_{мш}}{A_{ш}}$$

$$\sigma_{ш1} = 3.673 \times 10^7 \text{ Па}$$

при рабочих условиях:

$$\sigma_{ш2} := \frac{P_{рш}}{A_{ш}}$$

$$\sigma_{ш2} = 3.666 \times 10^7 \text{ Па}$$

$$\sigma_{ш2} \leq \sigma_{дш0}$$

Условия прочности шпилек:

при затяжке:

$$\sigma_{ш1д} := 178.8 \text{ МПа}$$

при рабочих условиях:

$$\sigma_{ш2д} := 149 \text{ МПа}$$

Условие прочности прокладки:

$$q := \frac{\max(P_{мш}, P_{рш})}{\pi \cdot D_{сп} \cdot b_{п}}$$

$$q = 1 \times 10^7 \text{ Па}$$

$$q_{д} := 130 \text{ МПа}$$

$$q \leq q_{д}$$

условие выполняется

3.2.4 Расчет укреплений отверстий [6]

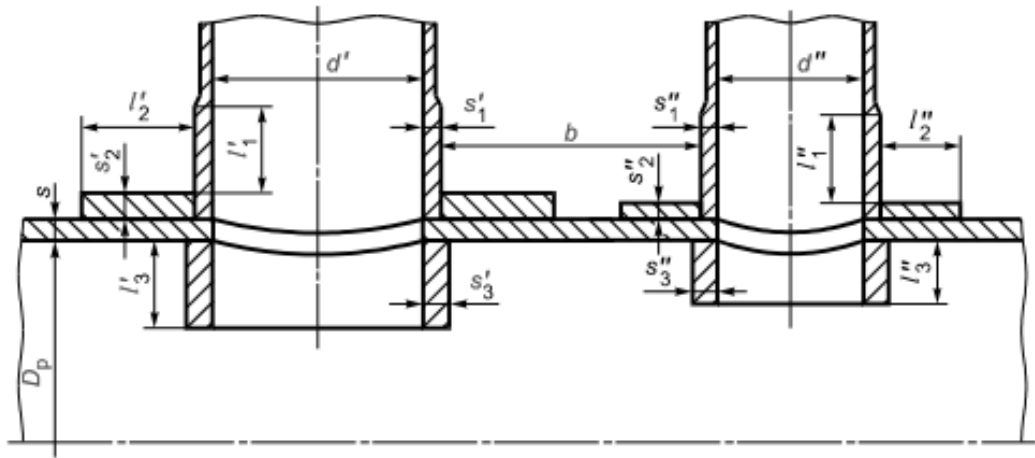


Рисунок 3.2 - Укрепление отверстий

Примем диаметр укрепляемых элементов:

Диаметр обечайки:

$$\underline{D} := 3 \text{ м}$$

$$D_{pц} := D$$

Расчетный диаметр отверстия в стенке обечайки с круглым поперечным сечением:

Внутренний диаметр штуцера:

$$\underline{d} := 0.5 \text{ м}$$

$$c_s := 0.012 \text{ м}$$

$$d_p := d + 2 \cdot c_s$$

$$d_p = 0.524 \text{ м}$$

Расчетный диаметр одиночного отверстия, не требующего дополнительного укрепления при наличии избыточной толщины стенки сосуда:

Толщина стенки аппарата:

$$\underline{s} := 0.012 \text{ м}$$

Расчетная толщина стенки аппарата:

$$s_{pц} := 0.005 \text{ м}$$

Прибавка на коррозию:

$$c := 0.002 \text{ м}$$

$$d_{0ц} := 2 \left(\frac{s - c}{s_{рц}} - 0.4 \right) \cdot \sqrt{D_{рц} \cdot (s - c)}$$

$$d_{0ц} = 0.554 \text{ м}$$

так как

$$d_{0ц} > d_p, \text{ то укрепление отверстий требуется только для люк-лаза } D=600$$

мм. Укрепление производим накладным кольцом.

Отношение допускаемых напряжений:

$$\sigma := 64 \text{ МПа}$$

$$\sigma_1 := 177 \text{ МПа}$$

$$\sigma_2 := 177 \text{ МПа}$$

$$\sigma_3 := 177 \text{ МПа}$$

Для внешней части штуцера:

$$\chi_1 := \min \left(1.0, \frac{\sigma_1}{\sigma} \right)$$

$$\chi_1 = 1$$

Для накладного кольца:

$$\chi_2 := \min \left(1.0, \frac{\sigma_2}{\sigma} \right)$$

$$\chi_2 = 1$$

Для внутренней части штуцера:

$$\chi_3 := \min \left(1.0, \frac{\sigma_3}{\sigma} \right)$$

$$\chi_3 = 1$$

Расчетные длины внешней и внутренней части круглого штуцера, участвующие в укреплении отверстий и учитываемые при расчете

$$l_1 := 0.15 \text{ м}$$

$$s_{1p} := 0.012 \text{ м}$$

$$l_{1p} := \min[l_1, 1.25 \cdot \sqrt{(d + 2 \cdot c_s) \cdot (s_1 - c_s)}]$$

$$l_3 := 0.15 \text{ м}$$

$$s_3 := 0.012 \text{ м}$$

$$c_{s1} := 0.004 \text{ м}$$

$$l_{3p} := \min[l_3, \sqrt{(d + 2 \cdot c_s) \cdot (s_3 - c_s - c_{s1})}]$$

Ширина зоны укрепления в обечайках, переходах и днищах:

$$D_p := 0.6 \text{ м}$$

$$L_o := \sqrt{D_p \cdot (s - c)}$$

$$L_o = 0.077 \text{ м}$$

Расчетная ширина накладного кольца:

$$l_2 := 0.15 \text{ м}$$

$$s_2 := 0.012 \text{ м}$$

$$l_{2p} := \min[l_2, \sqrt{D_p \cdot (s_2 + s - c)}]$$

$$l_{2p} = 0.115 \text{ м}$$

$$l_p := 0.06 \text{ м}$$

$$s_{1p} := 0.012 \text{ м}$$

$$s_{1p} := 0.014 \text{ м}$$

$$d_p := 0.54 \text{ м}$$

$$d_{op} := 0.5 \text{ м}$$

$$A := l_{1p} \cdot (s_1 - s_{1p} - c_s) \cdot \chi_1 + l_{2p} \cdot s_2 \cdot \chi_2 + l_{3p} \cdot (s_3 - c_s - c_{s1}) \cdot \chi_3 + l_p \cdot (s - s_p - c)$$

$$A := 2.423 \times 10^{-4}$$

$$A = 2.423 \times 10^{-4} \text{ м}^2$$

$$B := 0.5 \cdot (d_p - d_{op}) \cdot s_p$$

$$B = 2.4 \times 10^{-4} \text{ м}^2$$

$$A = 2.423 \times 10^{-4}$$

$$B = 2.4 \times 10^{-4}$$

$$A \geq B$$

условие выполняется

3.2.4 Расчет седловых опор [7]

Для стального сварного горизонтального цилиндрического аппарата выбираем седлообразные опоры (рис.3.3).

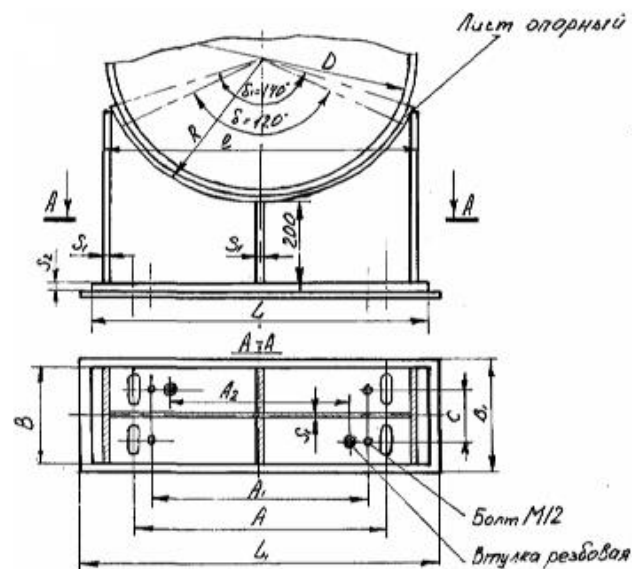


Рисунок 3.3 Конструкция стандартных седловых опор под стальные сварные горизонтальные цилиндрические аппараты

На опору действуют следующие нагрузки:

Q - реакция опоры (вертикальная сила)

P_1 - горизонтальная сила (перпендикулярно к оси аппарата)

P_2 - горизонтальная сила трения (параллельно оси аппарата)

Объём аппарата в соответствии с регламентом равен:

$$V := 100 \text{ м}^3$$

Масса аппарата равна :

$$\rho_{\text{ст}} := 7900 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$L := 15.110 \text{ м}$$

$$m_{\text{ап}} := \rho_{\text{ст}} \cdot L \cdot \pi \cdot \frac{(3.024^2 - 3^2)}{4}$$

$$m_{\text{ап}} = 1.355 \times 10^4 \text{ кг}$$

Масса воды, заполняющей аппарат равна:

$$\rho := 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$m := V \cdot \rho$$

$$m = 1 \times 10^5 \text{ кг}$$

Тогда максимальная масса аппарата будет равна сумме всех масс с учетом фланцев:

$$G_{\text{max}} := m + m_{\text{ап}} \cdot 1.3$$

$$G_{\text{max}} = 1.176 \times 10^5 \text{ кг}$$

Определим реакцию опоры (аппарат установлен на 2-х опорах):

$$Q_{\text{max}} := 0.5 \cdot G_{\text{max}} \cdot 9.8$$

$$Q_{\text{max}} = 5.763 \times 10^5 \text{ Н}$$

Горизонтальная сила равна (перпендикулярная к оси аппарата):

$$K_{18} := 0.21$$

$$P_1 := K_{18} \cdot Q_{\text{max}}$$

$$P_1 = 1.21 \times 10^5 \text{ Н}$$

Горизонтальная сила трения (параллельная оси аппарата):

$$P_2 := 0.15 \cdot Q_{\text{max}}$$

$$P_2 = 8.645 \times 10^4 \text{ Н}$$

Площадь опорной плиты должна удовлетворять условию:

$$\sigma_{\text{бет1}} := 8 \text{ МПа}$$

$$F_{\text{пр}} := \frac{Q_{\text{max}}}{\sigma_{\text{бет1}}}$$

$$F_{\text{пр}} = 7.204 \times 10^4 \text{ м}^2$$

Расчетная толщина опорной плиты: b

-ширина поперечных ребер

$$b := 0.3 \text{ м}$$

a - расстояние между поперечными ребрами

$$a := 0.7 \text{ м}$$

$$K_{19} := 0.32$$

$$\sigma_{\text{бет}} := 8 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{п}} := 154 \text{ МПа}$$

$$S_{\text{пR}} := 2.45 \cdot b \cdot \sqrt{\frac{K_{19} \cdot \sigma_{\text{бет}}}{1.1 \cdot \sigma_{\text{п}}}}$$

$$S_{\text{пR}} = 0.09 \text{ м}$$

Исполнительная толщина опорной плиты:

$$c := 0.001 \text{ м}$$

$$S_{\text{п}} := S_{\text{пR}} + c$$

$$S_{\text{п}} = 0.091 \text{ м}$$

Во всех случаях толщина опорной плиты должна быть больше 10 мм, поэтому принимаем толщину равную 12 мм.

$$S_{\text{п}} := 0.012 \text{ м}$$

Зададимся толщиной ребра:

$$S_{\text{пR}} := 0.012 \text{ м}$$

Толщины ребер проверяют на устойчивость от действия сжимающей нагрузки:

число ребер на опоре:

$$m := 5$$

$$l_{\text{общ}} := a \cdot (m - 1) + 2 \cdot b \cdot m$$

$$l_{\text{общ}} = 5.8 \text{ м}$$

$$q := \frac{Q_{\text{max}}}{l_{\text{общ}}}$$

$$q = 9.937 \times 10^4$$

Расчетная толщина ребер из условия устойчивости:

$$S_p := 0.14 \text{ м}$$

высота крайнего наружного ребра:

$$h_2 := 0.7 \text{ м}$$

$$E := 1.99 \cdot 10^5 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{кр}} := 3.6 \cdot E \cdot \left(\frac{S_p}{h_2} \right)^2$$

$$\sigma_{\text{кр}} = 2.866 \times 10^4 \text{ МПа}$$

$$\sigma_T := 300 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{кр1}} := \min \left(\frac{\sigma_T}{3}, \frac{\sigma_{\text{кр}}}{5} \right)$$

$$\sigma_{\text{кр1}} = 100 \text{ МПа}$$

$$S := \frac{q}{\sigma_{\text{кр}}}$$

$$S = 3.468 \text{ мм}$$

Условие прочности опоры при действии изгибающей силы P_2 :

h_1 - высота среднего ребра опоры

W - момент сопротивления горизонтального сечения по ребрам у основания опоры

$$h_1 := 0.2 \text{ м}$$

$$\sigma_{\text{доп}} := 8 \text{ МПа}$$

$$W := 1.8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3$$

$$\sigma := \frac{P_2 \cdot h_1}{W}$$

$$\sigma = 9.606 \times 10^7 \text{ Па}$$

$$\sigma := 96 \text{ МПа}$$

$$\sigma_1 := 1 \cdot \sigma_{\text{доп}}$$

$$\sigma_1 = 8 \text{ МПа}$$

$$\sigma_1 = 8$$

$$\sigma := 96$$

$$\sigma_1 < \sigma$$

условие выполняется

4 ПОДГОТОВКА НЕФТИ И ГАЗА

4.1 Литературный обзор

Жидкость, добываемую из нефтяной скважины, можно назвать нефтью с большой долей условности. Формально нефть представляет собой товарный продукт, характеристики которого соответствуют государственному стандарту. При этом из скважины поступает смесь различных веществ: нефти, газа, воды, солей, песка. Соотношение компонентов скважинной жидкости зависит от свойств конкретного месторождения. Ко всему прочему, оно меняется в процессе естественного истощения месторождения. Вначале скважина может давать почти безводную нефть, а в завершающей фазе добываемая жидкость более, чем наполовину состоит из воды. В некоторых случаях обводнённость сырья достигает очень высоких значений. Степень насыщенности нефти растворённым газом называется газовым фактором. Этот показатель тоже меняется по ходу истощения месторождения.

Подавать такую смесь в магистральный нефтепровод нельзя — в процессе транспортировки она будет расслаиваться, вода с солью вызовут сильную коррозию стальных конструкций, а механические примеси могут повредить насосы. Скважинную жидкость необходимо подвергнуть дегазации, обезвоживанию, обессоливанию и стабилизации. Эти операции выполняет система сбора и подготовки нефти.

Наиболее простой способ отделения нефти от воды — гравитационный отстой. В этом случае сырьё выдерживается в резервуаре 2 суток и более. Под действием силы тяжести капли воды скапливаются в нижней части резервуара. Обезвоживание нефти затруднено тем, что вода образует с нефтью достаточно стойкую эмульсию. Для ускорения процесса разделения эмульсии её подогревают и добавляют деэмульгаторы. Они адсорбируются на поверхности раздела фаз «нефть-вода» и вытесняют менее поверхностно-активные

природные эмульгаторы. Это приводит к слиянию мелких капель воды в более крупные, которые быстро опускаются на дно резервуара.

Вместе с водой из нефти удаляется большая часть содержащихся в ней солей. Дополнительное обессоливание осуществляется смешением обезвоженной нефти с пресной водой, после чего полученную эмульсию обезвоживают вновь.

Растворённый в нефти газ выделяется на всех этапах подготовки, начиная с подсчёта дебитов скважин на групповой замерной установке. Окончательная дегазация сырья осуществляется при подаче его в резервуар с пониженным давлением, откуда газ откачивается насосами. Собранный газ может отправляться на газоперерабатывающий завод, использоваться в качестве топлива на котельной или электростанции. При отсутствии местных потребителей газ приходится сжигать на факеле.

Стабилизация нефти заключается в удалении из неё пропана и бутана. Эти углеводороды очень летучи. Если их не извлечь, они будут теряться при транспортировке, особенно при перевозке нефти в автомобильных или железнодорожных цистернах. Стабилизация осуществляется при помощи подогрева нефти, что приводит к интенсивному выделению легкокипящих фракций.

4.1.1 Механические примеси в подтоварной воде

Специалисты, работающие в области водоподготовки на предприятиях коммунального хозяйства и энергетики, имеют дело в основном с водой пресной, относительно чистой, с низким содержанием нефтепродуктов и механических примесей. В нефтегазодобыче на объекты водоподготовки поступают высокоминерализованные воды нефтеносных горизонтов, зачастую с большим количеством песка или частиц пропантанта, и так называемая «подтоварная» вода, характеризующаяся кроме минерализации высоким содержанием механических примесей – в основном, ферромагнитных частиц –

и нефтепродуктов. Коррозионное разрушение, которому подвергается в этом случае металл труб и оборудования, вызывает не только коррозионная агрессивность самой жидкости, но и абразивный износ, причиной которого являются механические примеси.

Применение системы заводнения при разработке нефтяных месторождений позволяет, как ускорить темпы разработки, так и повысить нефтеотдачу.

При определении показателей воды, закачиваемой в пласт, особое внимание уделяется наличию в ней растворенной нефти и взвешенных веществ, процентное содержание которых определяется коллекторскими свойствами горных пород.

Концентрация сероводорода на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, превышает нормативы в несколько раз. Одной из причин такого высокого содержания сероводорода в пластовых водах является присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий. Именно эти бактерии вырабатывают сероводород, который согласно нормам должен полностью отсутствовать в водах.

Выходит, что подготовленная для закачки в пласт вода, должна соответствовать требованиям не только технологического характера, но и экологического.

Решающую роль играет вовсе не концентрация нежелательных включений, а соотношение размеров пор горных пород и закачиваемых в пласт частиц. Для того, чтобы избежать заиливания порового пространства, необходимо, чтобы взвешенные в воде частицы были в пять и более раз меньше пор горных пород-коллекторов.

Определенную опасность кольматации пласта вызывает железо, которое имеет способность выделять хлопья размером от 1 до 3 мм. Еще одной причиной снижения проницаемости пласта может быть образование сульфидов железа. При проектных значениях системы ППД может образовываться

порядка 16 кг коллоидных частиц в сутки, которые окажут непосредственное влияние на кольматацию пласта.

4.1.2 Существующая практика

Для очистки подтоварной воды применяются несколько способов:

- Отстаивание (наиболее распространенный);
- Механическая фильтрация;
- Использование центробежных фильтровальных аппаратов –

наиболее быстрый и эффективный способ очистки.

К центробежным фильтровальным системам относятся:

- Гравитационные сепараторы;
- Гидроциклонные установки;
- Флотационные системы;
- Фильтрационные аппараты.

4.1.3 Цели и задачи исследования

В настоящее время существует проблема, связанная с содержанием в подтоварной воде, сбрасываемой на БКНС, механических примесей и нефтепродуктов. Это влечет за собой частичные потери нефти и нарушение технологического характера, связанное с поддержанием пластового давления.

Целью исследовательской работы является рассмотрение существующих методов очистки сбрасываемой подтоварной воды перед откачкой на БКНС от механических примесей и нефтепродуктов.

Задача:

Предложить для решения данной проблемы применение центробежных фильтровальных аппаратов на основе гидроциклонных установок.

4.2 Экспериментальная часть

Гидроциклон или вращающийся сепаратор используется для подготовки попутно добываемой воды перед закачкой ее в пласт нефти. Аппарат эффективно очищает воду от любых взвешенных частиц, в том числе нефти.

Принцип работы вращающегося сепаратора основан на использовании центробежных сил, превосходящих силу тяжести. Очищение происходит путем сепарации частиц твердой фазы во вращающемся потоке жидкости. Центробежное поле создается в результате тангенциального ввода, дополнительные механизмы не используются.

В общем виде процесс можно представить 3 пунктами (рис. 4.1):

- За счет вращения возникает два круговых потока, движущиеся навстречу друг другу;
- Плотные частицы загрязнителя выталкиваются потоками к трубе слива;
- Очищенная вода выходит из аппарата.

Производительность гидроциклона регулируется количеством подключенных трубок (Рис.2).

Преимущества гидроциклонных установок:

- Невысокие расходы на монтаж и эксплуатацию;
- Компактность;
- Простая конструкция;
- Автоматизация;
- Высокая производительность;
- Отсутствие подвижных элементов;
- Высокая степень очистки от твердых частиц (гидроциклон обеспечивает очистку до 90 % механических примесей, совместное использование гидроциклона и сетчатого фильтра – 100 %);

- В процессе работы не используются какие-либо реагенты;
- Модельный ряд оборудования позволяет подобрать необходимую для конкретных условий производительность установки.

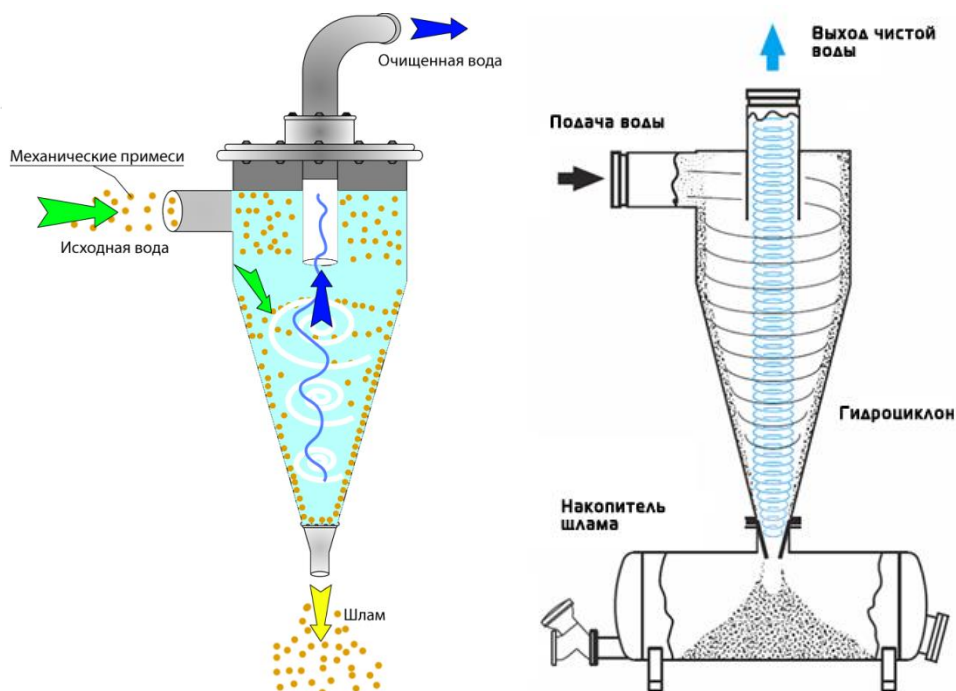


Рисунок 4.1. Устройство и принцип работы гидроциклонной установки

Корпус установки имеет конусообразную форму. Вход очищаемого потока организуется в основании конуса через касательный патрубок. Внутри корпуса образуется два круговых потока:

- внешний – направлен вдоль стенок к вершине конуса;
- внутренний – направлен в противоположную сторону.

При спиральном движении твердые включения отбрасываются центробежной силой к стенкам аппарата и спускаются через вершину конуса в шламонакопитель. Часть жидкости внешнего потока выходит из аппарата вместе с осадком. Другая часть отводится во внутреннюю область установки. Спиральное движение жидкости в гидроциклоне создает зону разрежения, которая увлекает очищенную часть внутреннего потока и выводит через центральное выходное отверстие.

На рис. 4.2 приведена принципиальная схема подготовки подтоварной воды.

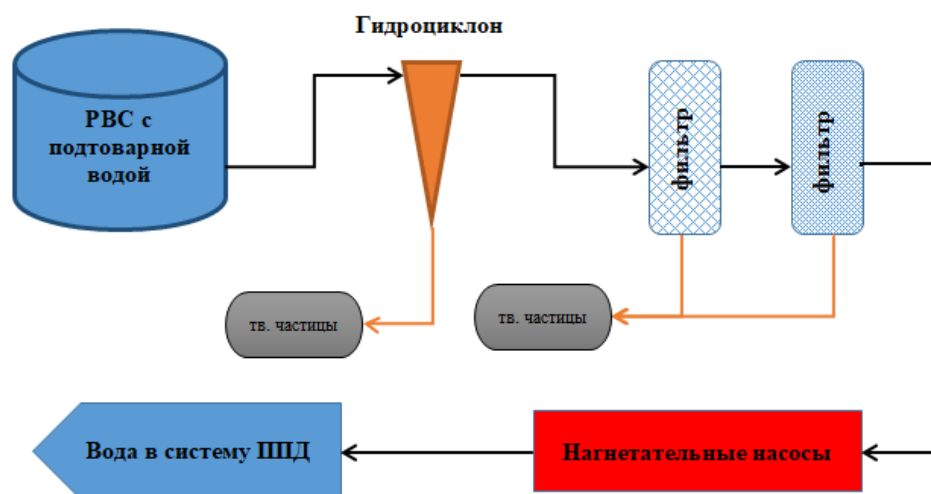


Рисунок 4.2. Принципиальная схема подготовки подтоварной воды



Рисунок 4.3. Гидроциклонная установка

На примере низконапорных водоводов системы ППД Южно-Ягунского месторождения (рис. 4.3) было рассмотрено влияние концентрации механических примесей в сточной воде на скорость коррозии металла по нижней образующей труб. Образцы-свидетели устанавливались по нижней,

боковой и верхней образующим водовода. Скорость коррозии оценивалась по гравиметрическому методу. На рис 4.4 видно, что с увеличением содержания механических примесей скорость коррозии увеличивается.



Рисунок 4.4. Влияние механических примесей на скорость коррозии

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод, что при содержании примесей до 60 мг/л скорость коррозии равномерно возрастает до 0,55 мм/год, как по средней, так и по нижней образующей водовода. При этом по средней образующей наблюдается некоторое увеличение коррозии по сравнению с нижней образующей. Однако при дальнейшем увеличении механических примесей скорость коррозии по нижней части трубы резко возрастает в 2,1 раза и составляет 1,44 мм/год, в то время как по средней образующей скорость коррозии 0,68 мм/год. Поэтому для снижения скорости коррозии трубопровода необходимо установить гидроциклон для отделения механических примесей из подтоварной воды.

4.2.1 Показатели эффективности процесса

На рис. 4.5 представлена эффективность применения гидроциклонной установки. Содержание нефтепродуктов и механических примесей

уменьшается от уровня к уровню. Наибольший эффект был получен на первом этапе очистки при использовании гидроциклонной установки.

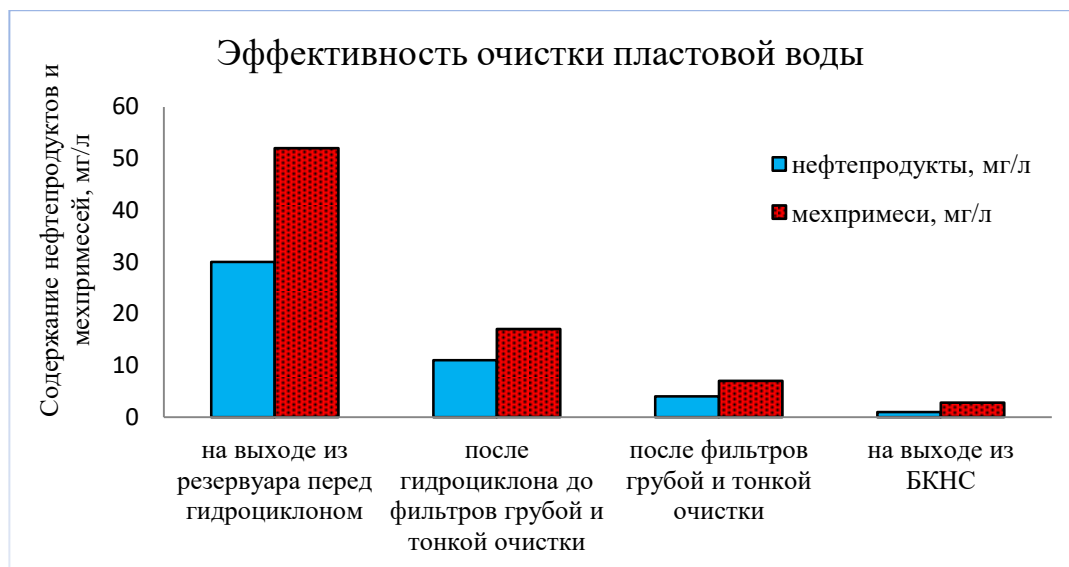


Рисунок 2.5. Эффективность применения гидроциклона

Анализ гистограммы показал, что содержание механических примесей в подтоварной воде, прошедшей через гидроциклон, уменьшилось в 3 раза, а количество нефтепродуктов снизилось с 30 до 11 мг/л.

4.2.2 Выбор модели и оборудования гидроциклонной установки

Обслуживание осуществляется рабочим персоналом БКНС.

Рассмотрим модель ПВО-ГЦ-1200 комплектации 02 (табл. 4.1-4.2).

Таблица 4.1 – Основные характеристики моделей

Модель	Производительность, м ³ /час	Вход/выход, мм	Вес, кг	Габариты (Н/Л/В)
ПВО-ГЦ-1025	3,5-7,5	25	8	527/312/150
ПВО-ГЦ-1040	9.5-12	40	16	640/457/178
ПВО-ГЦ-1050	14-18	50	40	964/505/245
ПВО-ГЦ-1080	35-45	80	50	990/505/245
ПВО-ГЦ-1090	50-62	100/80	80	1550/790/362
ПВО-ГЦ-1100	86-120	100	100	1950/820/432
ПВО-ГЦ-1150	150-190	150	175	1911/1085/700
ПВО-ГЦ-1200	230-370	200	328	2897/1363/809

Таблица 4.2 – Комплектации оборудования

Основное оборудование:	Комплектация		
	01	02	03
Гидрозаполненные манометры давления;	●	●	●
Кран для ручной промывки грязесборника;	●	●	
Гидравлический мембранный клапан для авт. промывки грязесборника;		●	●
Задвижка с эл. приводом для авт. промывки грязесборника;		●	●
Система автоматического управления на базе контроллера;		●	●
Контроллер с независимым источником питания;			●
Система автоматического управления на базе реле времени;		●	
Дополнительное лакокрасочное покрытие корпуса;		●	●
Гарантия 2 года;	●	●	
Гарантия 5 лет (расширенная);			●
Расширенная система управления на базе промышленного контроллера;		●	●
Диспетчеризация процесса управления оборудования с выводом на компьютер инженера-технолога или оператора;			●
Грязесборник (накопитель шлама) увеличенной емкости;	●	●	●
Резервирование исполнительных механизмов;		●	●
Единый коллектор на батарею гидроциклонов;	●	●	●

Выводы

Таким образом, применение гидроциклонных систем для очистки подтоварной воды от механических примесей и нефтепродуктов позволит улучшить показатели воды, закачиваемой в пласт, как с технологической, так и экологической точки зрения.

Данная установка позволит избежать заиливания и кольматацию порового пространства, что в свою очередь, не будет приводить к ухудшению фильтрационно-емкостных характеристик порового пространства горных пород.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Расчет производственной мощности

Расчет производственной мощности для непрерывного производства

$$M = P_{\text{ТЕХН}} \cdot T_{\text{ЭФФ.Г}} \cdot n,$$

где: М - производственная мощность, м³/ч; P_{ТЕХН} - техническая норма производительности; n - количество единиц оборудования;

В общем виде величина эффективного времени выразится следующим образом:

$$T_{\text{ЭФФ.Г}} = T_{\text{КАЛ}} - T_{\text{ППР}},$$

где: T_{КАЛ} - календарный фонд работы оборудования, T_{КАЛ} = 8760 ч;

T_{ППР} - время на ремонтные простои, T_{ППР} = 1860 (см. табл. 12.8);

По формуле (12.2) находим эффективное время работы оборудования:

$$T_{\text{ЭФФ.Г}} = 8760 - 1860 = 6900 \text{ ч}$$

$$M = 6900 \cdot 0.15 \cdot 2 = 2070 (\text{тыс.м}^3)$$

Коэффициент экстенсивности:

Он характеризуется использованием основного оборудования по времени:

$$K_{\text{ЭКСТ}} = \frac{T_{\text{ЭФФ.Г}}}{T_{\text{КАЛ}}} = \frac{6900}{8760} = 0.79$$

Коэффициент интенсивности:

Характеризует использование оборудования по производительности.

$$K_{\text{ИНТ}} = \frac{P_{\text{ФАКТ}} \cdot K_P}{P_{\text{ТЕХН}} \cdot K_{\text{УСТ}}} = \frac{150 \cdot 26}{150 \cdot 26} = 1$$

где: P_{ФАКТ} - фактическая производительность, P_{ФАКТ} = 150 м³/ч;

P_{ТЕХН} - техническая норма производительности, P_{ТЕХН} = 150 м³/ч;

K_P - количество работающего оборудования;

K_{УСТ} - количество установленного оборудования.

Коэффициент мощности:

$$K_M = K_{\text{ИИТ}} \cdot K_{\text{ЭКСТ}} = 0.79 \cdot 1 = 0.79$$

Годовая программа выпуска:

$$N_{\text{ГОД}} = K \cdot M$$

где: K_M - коэффициент мощности, $K_M = 0,79$;

M - производственная мощность, $M = 2070$ тыс. м³

$$N_{\text{ГОД}} = 2070 \cdot 0.79 = 1635.3 \text{ тыс. м}^3/\text{год.}$$

5.2 Режим работы персонала

Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) работает непрерывно, бригада формируется по принципу сменности. Согласно заводским данным график сменности является четырех бригадным. График сменности представляет собой изображение очередности выхода работающих на работы, А, Б, В, Г - условное обозначение бригад. Основные рабочие на производстве работают в двухсменном режиме, первая смена работает с 8.00 до 20.00 ч., а вторая смена работает с 20.00ч. до 8.00 ч. Основные рабочие работают вахтовым методом. Первая вахта работает с 25 числа по 9 число текущего месяца, а вторая группа вахтовиков работает с 10 числа по 24 число.

График двухсменного четырех бригадного режима работы на январь 2011 года приведен в таблице 9.6.

Для эффективного фонда рабочего времени составим баланс времени одного среднесписочного рабочего.

Эффективное количество часов работы одного среднесписочного рабочего определяется:

$$T_{\text{ЭФФ.РАБ}} = T_{\text{КАЛ}} - T_{\text{ВЫХ}} - T_{\text{ПЛ.ПОТ}}$$

где: $T_{\text{КАЛ}}$ - календарный фонд времени работы одного среднесписочного рабочего, ч;

$T_{\text{ПЛ.ПОТ}}$ - время плановых потерь, ч.;

$T_{\text{ВЫХ}}$ - число нерабочих часов в выходные дни, ч.

На производстве организованы две вахты по 2 смены каждая. Каждая смена работает 12 часов с компенсацией за работу в выходные дни. Это достигается применением четырех бригадного графика сменности.

Длительность сменоборота:

$$T_{\text{СМ.ОБ}} = a \cdot v$$

где: $T_{\text{СМ.ОБ}}$ - длительность сменоборота, дней;

a - количество бригад;

v - число дней, в течении которых бригада работает в одну смену.

Количество выходных дней:

Дни в течении которых бригада работает в одну смену :

$$T_{\text{ВЫХ}} = \frac{T_{\text{КАЛ}} \cdot n}{T_{\text{СМ.ОБ}}}$$

где: $T_{\text{ВЫХ}}$ - количество выходных дней;

$T_{\text{КАЛ}}$ - календарный фонд времени работы одного среднесписочного рабочего;

$T_{\text{СМ.ОБ}}$ - длительность сменоборота;

n - количество выходных дней за сменоборот.

Одна смена работает 15 дней, один день залета, один день вылета.

$$T_{\text{ВЫХ}} = \frac{365 \cdot 3}{8} = 137$$

Продолжительность рабочих смен в сменобороте находим по следующей формуле:

$$T_{\text{РАБ.СМ}} = t_{\text{СМ}} - t_{\text{ВЫХ}}$$

где: $t_{\text{СМ}}$ - продолжительность рабочих смен в сменобороте;

$t_{\text{ВЫХ}}$ - количество выходных дней.

$$T_{\text{РАБ.СМ}} = 8 - 3 = 5$$

Номинальный фонд рабочего времени:

$$T_{РАБ} = \frac{T_{КАЛ} \cdot T_{РАБ.СМ}}{t_{СМ}} = \frac{365 \cdot 5}{8} = 228$$

Таблица 5.1 – Баланс рабочего времени одного среднесписочного рабочего.

Показатели	Дней	Часы
Календарный фонд рабочего времени, $T_{КАЛ}$	365	8760
Выходные дни, $T_{ВЫХ}$	137	3288
Номинальный фонд рабочего времени, $T_{РАБ}$	228	5472
Очередные и дополнительные отпуска	36	864
Невыходы по болезни	7	168
Выполнение государственных обязанностей	1	24
Отпуск по учебе без отрыва от производства	1	24
Итого по отпуску	45	1080
Эффективный фонд рабочего времени	183	4392

Находим количество производственного персонала работающего посменно:

$$H_{ЯВ} = H_{СП} \cdot S$$

где: $H_{ЯВ}$ - явочная численность производственного персонала, работающего посменно;

S - число смен, $S = 4$.

$$H_{ЯВ} = 32 \cdot 4 = 128$$

Списочная численность:

$$H_{СП} = H_{ЯВ} \cdot K_{ПЕР}$$

где: $K_{ПЕР}$ - коэффициент перехода от явочной численности к списочной.

$$K_{ПЕР} = \frac{T_{ЭФФ.ОБ}}{T_{ЭФФ.РАБ}}$$

где: $T_{ЭФФ.ОБ} = 6900$ часа, (см. табл. 9.1).

$T_{ЭФФ.РАБ}$ - эффективный фонд рабочего времени одного среднесписочного рабочего, $T_{ЭФФ.РАБ} = 4392$ часа.

$$K_{ПЕР} = \frac{6900}{4392} = 1.571$$

По формуле (9.13) списочная численность равна:

$$H_{СП} = 128 \cdot 1.571 = 201 \text{ (человек)}$$

5.3 Организация оплаты труда

В нефтегазодобывающем управлении (ОАО «Томскнефть»ВНК) оплата труда рабочих повременно-премиальная, на основе часовых тарифных ставок, установленных и утвержденных на предприятии, присвоенных квалификационных разрядов (семнадцатиразрядная сетка) и фактически отработанного времени.

Труд руководителей, специалистов и служащих оплачивается согласно установленной разрядной таблицы за фактически отработанное время.

Рабочим руководителям и специалистам работа в ночное время оплачивается в повышенном размере на 40% и в вечернее время на 20%. Компенсационная доплата выплачивается в размере 10% за тяжелые условия труда.

На месторождении выплачивается надбавка в размере 75% взамен суточных.

Работа в праздничные дни оплачивается работникам, труд которых оплачивается по часовым тарифным ставкам - в размере двойной часовой тарифной ставки.

Заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{ОСН} = З_{ТАР} + Д_{НОЧ} + Д_{ПРАЗД} + Д_{ПРЕМ} + Д_{Р.К.} + Д_{СУТ} + Д_{УСЛ.ТР.}$$

где: $З_{ТАР}$ - тарифная ЗП, руб.;

$Д_{НОЧ}$ - доплата за работу в ночное время, руб.;

$Д_{ПРАЗД}$ - доплата за работу в праздничные дни, руб.;

$Д_{ПРЕМ}$ - премиальная ЗП, руб.;

$Д_{Р.К.}$ - районный коэффициент, руб.;

$Д_{СУТ}$ - доплата взамен суточных, руб.;

$Д_{УСЛ.ТР.}$ - компенсационная доплата за условия труда, руб.

Тарифная заработная плата рассчитывается:

$$З_{ТАР} = T_{СТ} \cdot T_{ФАК} \cdot H$$

где: $T_{СТ}$ - тарифная ставка данной категории рабочих, $T_{СТ} = 15.29$ руб./ч;

$T_{ФАК} = 192$ ч. за смену;

H - количество рабочих данной категории, человек, $H = 8$

$$З_{ТАР} = 15.29 \cdot 192 \cdot 8 = 23485.44(\text{руб.})$$

Доплата за работу в ночное время

$$Д_{НОЧ} = 0.4 \cdot T_{СТ} \cdot T_{НОЧ} \cdot H,$$

$$Д_{НОЧ} = 0.4 \cdot 15.29 \cdot 96 \cdot 8 = 4697.09$$

Доплата в праздничные дни:

$$Д_{ПРАЗД} = T_{ПРАЗД} \cdot T_{СТ} \cdot 2 \cdot H,$$

где: $T_{ПРАЗД}$ - количество часов, отработанное в праздники, ч; (31 декабря, 1,2 января – $T_{ПРАЗД} = 36$ часов)

$$Д_{ПРАЗД} = 36 \cdot 15.29 \cdot 2 \cdot 8 = 4403.52(\text{руб.})$$

Премияльная ЗП:

$$Д_{ПРЕМ} = З_{ТАР} \cdot П_{ПРЕМ} / 100\%$$

где: $З_{ТАР}$ - тарифная ЗП, руб.;

$П_{ПРЕМ}$ - премиальные %, за январь 2004 года $П_{ПРЕМ} = 80$ %.

$$Д_{ПРЕМ} = 23485.44 \cdot 80 / 100 = 18788.35(\text{руб.})$$

Доплата взамен суточных:

$$Д_{СУТ} = З_{ТАР} \cdot \frac{75}{100},$$

$$Д_{СУТ} = 23485.44 \cdot \frac{75}{100} = 17614.08(\text{руб.})$$

Компенсационная доплата за тяжелые условия труда:

$$Д_{УСЛ.ТР.} = З_{ТАР} \cdot 10 / 100,$$

$$Д_{УСЛ.ТР.} = 23485.44 \cdot 0.1 = 2348.54(\text{руб.})$$

И так по формуле (12.15), основная ЗП 8 операторов обессоливающей и обезвоживающей установки ЦППН за январь месяц составит:

$$З_{ОСН} = 23485.44 + 4697.09 + 4403.52 + 18788.35 + 17614.08 + 2348.54 = 71337.02(\text{руб.})$$

$$ЗП = З_{ОСН} + З_{ДОП},$$

где: $З_{ОСН}$ - основная ЗП, руб.;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная ЗП, руб.;

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot K / T_{\text{кал}},$$

где: K - число законных невыходов, дни;

$T_{\text{кал}}$ - календарный фонд работы одного среднесписочного рабочего, дней,

$T_{\text{кал}} = 365$;

$$Z_{\text{доп}} = 71337.02 \cdot 45 / 365 = 8794.98(\text{руб.})$$

ЗП 8 операторов обессоливающей и обезвоживающей установки ЦППН за 1 месяц составит:

$$ЗП = 71337.02 + 8794.98 = 80131.99(\text{руб.})$$

Аналогично производится расчет месячного фонда ЗП всех работающих в ЦППН. Месячный и годовой фонд ЗП представлен в таблице 9.2.

Таблица 5.2 – Фонд заработной платы

Наименование	Численность, чел.	МФЗП, руб.	ГФЗП, руб.
Инженерно – технические работники (ИТР)	67	1454603	17455236
Основные рабочие (ОР)	40	474475	5693700
Вспомогательные рабочие (ВСР)	80	992481	11909772
Младший обслуживающий персонал(МОП)	14	115311	1383732
Итого по ЦППН	201	3036870	36442440

5.4 Расчет амортизационных отчислений

В качестве сырья используется нефть, поступающая из скважин и дожимной насосной станции. Рассмотрим принцип расчета амортизационных отчислений на январь месяц 2011 года на примере нефтегазоводоразделителя.

$$A_p = H_a \cdot \Phi_{\text{восст}} / 100,$$

где: H_a - норма амортизационных отчислений, %. Для конечной сепарационной установки $H_a = 10$ %;

$\Phi_{\text{ВОССТ}}$ - полная восстановительная стоимость НГВР, руб.

$\Phi_{\text{ВОССТ}} = 1200000$ руб.

$$A_p = 10 \cdot 1200000 / 100 = 120000 (\text{руб.})$$

Сумма месячных амортизационных отчислений конечной сепарационной установки составляет:

$$A_{PM} = A_p / 12,$$

$$A_{PM} = 120000 / 12 = 10000 (\text{руб.})$$

Аналогично рассчитывается сумма месячных амортизационных отчислений для любых видов основных средств с учетом их норм амортизации и полной восстановительной стоимости.

5.5 Расчет себестоимости

Расчет себестоимости приведен в таблицах 9.3 и 9.4

Общезаводские расходы составляет 27% к цеховой себестоимости.

Коммерческие расходы составляет 12% к заводской себестоимости.

Внутризаводское перемещение грузов-4-5% от стоимости оборудования.

Постоянные затраты

Затраты, которые не меняются от изменения объема выпускаемой продукции (арендная плата за помещение, амортизация основных производственных средств, износ нематериальных производственных средств и т.д.). По таблице 9.3 находим постоянные затраты, пункты 2-4.9 = 90694204 руб.

Переменные затраты

Затраты, которые изменяются от объема производства.

$$З_{\text{ПЕР}} = 43026786.8 + 1762056 = 44788842.8 \text{ руб.}$$

Налоги:

1). Налог на имущество - 2% от зданий и сооружений

$$H_{\text{ИМ}} = 0.02 \cdot 105119901 = 2102398 \text{ руб.}$$

2). Налог на содержание жилищного фонда - 1,5 %

$$H_{\text{Ж.Ф.}} = 0.015 \cdot B$$

С помощью затратного метода найдем цену продукции за 1 т, а затем подсчитаем выручку:

$$Ц = C \cdot (1 + R/100),$$

где: С - полная себестоимость, руб.; R - рентабельность, 20 %.

$$Ц = \frac{135483046.8 \cdot (1 + 20/100)}{1635300} = 99.42 \text{ руб.}$$

Принимаем цену на нефть за 1 т 1000 рублей, что в 7.7 раз меньше, чем на мировом рынке.

$$B = Ц \cdot N_{\text{год}},$$

где: N_{год} – выпуск продукции за год, млн. м³.

$$B = 1000 \cdot 1635300 = 163530000 \text{ руб.}$$

$$H_{\text{ж.ф.}} = 0.015 \cdot 163530000 = 24529500 \text{ руб.}$$

3). Налог на доходы:

$$H_{\text{д}} = 0.24 \cdot \text{ПР}$$

где: Н_д - налог на доходы; ПР - прибыль, руб.;

$$\text{ПР} = B - C_{\text{сб}}$$

где: В - выручка, руб.;

С_{сб} - себестоимость, руб.

$$\text{ПР} = 163530000 - 135483046.8 = 149981695.3 \text{ руб.}$$

$$H_{\text{д}} = 0.24 \cdot 149981695.3 = 359956068 \text{ руб.}$$

Таблица 5.3 – Калькуляция себестоимости товарной нефти N_{год}=1308240 м³/год

Статьи калькуляции	Ед. изм.	Затраты на единицу продукции, руб.	Затраты на весь объём
1	2	3	4
1.1 Сырье и материалы			
1.1.1 Аллюминосиликат	тн	0.0131	17137.9
1.1.2 Метанол	тн	0.0387	50628.9
1.1.3 Термолан	тн	0.0124	16222.2
1.1.4 Ингибитор ИКБ – 2-2	тн	0.0005	654.12
1.1.5 Кемеликс	тн	0.62	811108.8

Продолжение таблицы 5.3 – Калькуляция себестоимости товарной нефти
 $N_{\text{ГОД}}=1308240 \text{ м}^3/\text{год}$

1.2 Энергоресурсы			
1.2.1 Электроэнергия	тыс. кВт	4.07	5324536.8
1.2.2 Пар собственный	ГКал	12.38	16196011.2
1.2.3 Азот	м ³	0.44	575625.6
1.2.4 Газ природный	м ³	5.32	6959836.8
1.2.5 Дем. вода	м ³	3.02	3950884.8
1.2.6 Сжатый воздух	м ³	0.39	510213.6
2. Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования			
2.1 Амортизационные отчисления от произв. оборудования	Руб.	1.31	1713794.4
2.2 Эксплуатация оборудования			
2.2.1 ЗП (основная и дополнительная) основных рабочих	Руб.	3.48	4552675.2
2.2.2 Отчисления на социальные нужды от ЗП основных раб.	Руб.	1.2	1569888
2.2.3 ЗП вспомогательных рабочих	Руб.	7.29	9537069.6
2.2.4 Отчисления от ЗП вспомогательных рабочих	Руб.	2.48	3244435.2
2.3 Текущий ремонт оборудования	Руб.	0.69	902685.6
2.4 Капитальный ремонт оборудования	Руб.	1.05	1373652
2.5 Внутризаводское перемещение грузов	Руб.	0.087	113816.9
2.6 Износ малоценных и быстро изнашиваемых инструментов	Руб.	0.16	209318.4
2.7 Прочие расходы	Руб.	0.17	222400.8
3. Цеховые расходы			
3.1 ЗП инженерно – технических работников	Руб.	10.67	13958920.8
3.2 Отчисления от ЗП ИТР	Руб.	3.63	4748911.2
3.3 Амортизация зданий, сооружений и инвентаря	Руб.	0.045	58870.8

Продолжение таблицы 5.3 – Калькуляция себестоимости товарной нефти
 $N_{\text{ГОД}}=1308240 \text{ м}^3/\text{год}$

3.4 Содержание зданий, сооружений и инвентаря			
3.4.1 ЗП младшего обслуживающего персонала	Руб.	0.846	1106771
3.4.2 Отчисления от ЗП МОП	Руб.	0.287	375464.88
3.5 Текущий ремонт зданий, сооружений и инвентаря	Руб.	0.295	385930.8
3.6 Капитальный ремонт зданий, сооружений и инвентаря	Руб.	0.49	641037.6
3.7 Охрана труда			
3.7.1 Спецмолоко	Руб.	0.085	111200.4
3.7.2 Пожарный инвентарь (огнетушители)	Руб.	0.023	30089.5
3.7.3 Аптечка	Руб.	0.009	11774.16
Итого цеховая себестоимость	Руб.	33.54	45329405
4 Общепроизводственные расходы			
4.1 Общезаводские расходы	Руб.	11.18	14626123.2
4.2 Амортизация зданий	Руб.	2.19	2865045.6
4.3 Текущий ремонт зданий	Руб.	1.31	1713794.4
4.4 Капитальный ремонт зданий	Руб.	3.29	4304109.6
4.5 Затраты на отопление	Руб.	0.10	130824
4.6 Аренда производственных помещений	Руб.	0.62	811108.8
4.7 ЗП АУП	Руб.	0.88	1151251.2
4.8 Отчисления от ЗП АУП	Руб.	0.23	300895.2
4.9 Прочие производственные расходы	Руб.	0.89	1164333.6
Итого заводская себестоимость	Руб.	20.8	27100281
5 Коммерческие расходы	Руб.	0.70	915768
Итого полная себестоимость	Руб.	81.1	107395493

Таблица 5.4 – Калькуляция себестоимости товарной нефти $N_{\text{год}}=1635300 \text{ м}^3/\text{год}$

Статьи калькуляции	Ед. изм.	Затраты на единицу продукции, руб.	Затраты на весь объём
1	2	3	4
1.1 Сырье и материалы			
1.1.1 Аллюиносиликат	тн	0.0131	21525
1.1.2 Метанол	тн	0.0387	63360
1.1.3 Термолан	тн	0.0124	20359.9
1.1.4 Ингибитор ИКБ – 2-2	тн	0.0005	894.3
1.1.5 Кемеликс	тн	0.62	1018364.7
1.2 Энергоресурсы			
1.2.1 Электроэнергия	тыс. кВт	4.07	6665958
1.2.2 Пар собственный	ГКал	12.38	20244000
1.2.3 Азот	м ³	0.44	723765
1.2.4 Газ природный	м ³	5.32	8694395.7
1.2.5 Дем. вода	м ³	3.02	4930763.2
1.2.6 Сжатый воздух	м ³	0.39	643401
2. Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования			
2.1 Амортизационные отчисления от произв. оборудования	Руб.	1.01	2148752
2.2 Эксплуатация оборудования			
2.2.2 Отчисления на социальные нужды от ЗП основных раб.	Руб.	0.91	1480362
2.2.3 ЗП вспомогательных рабочих	Руб.	7.28	11909772
2.2.4 Отчисления от ЗП вспомогательных рабочих	Руб.	1.89	3096540
2.3 Текущий ремонт оборудования	Руб.	0.59	1143252
2.4 Капитальный ремонт оборудования	Руб.	1.01	1725648
2.5 Внутризаводское перемещение грузов	Руб.	0.087	143211
2.6 Износ малоценных и быстро изнашиваемых инструментов	Руб.	0.16	263540

Продолжение таблицы 5.4 – Калькуляция себестоимости товарной нефти
 $N_{\text{год}}=1635300 \text{ м}^3/\text{год}$

2.7 Прочие расходы	Руб.	0.17	289358
3. Цеховые расходы			
3.1 ЗП инженерно – технических работников	Руб.	10.67	17455236
3.2 Отчисления от ЗП ИТР	Руб.	2.775	4538361
3.3 Амортизация зданий, сооружений и инвентаря	Руб.	0.045	74653
3.4 Содержание зданий, сооружений и инвентаря			
3.4.1 ЗП младшего обслуживающего персонала	Руб.	0.84	1383732
3.4.2 Отчисления от ЗП МОП	Руб.	0.22	359770
3.5 Текущий ремонт зданий, сооружений и инвентаря	Руб.	0.29	482272
3.6 Капитальный ремонт зданий, сооружений и инвентаря	Руб.	0.49	811364
3.7 Охрана труда			
3.7.1 Спецмолоко	Руб.	0.085	139070
3.7.2 Пожарный инвентарь (огнетушители)	Руб.	0.023	39000
3.7.3 Аптечка	Руб.	0.009	15650
Итого цеховая себестоимость	Руб.	31.62	56655274
4 Общепроизводственные расходы			
4.1 Общезаводские расходы	Руб.	11.18	18293401
4.2 Амортизация зданий	Руб.	2.19	3586400
4.3 Текущий ремонт зданий	Руб.	1.31	2143553
4.4 Капитальный ремонт зданий	Руб.	3.29	5389122
4.5 Затраты на отопление	Руб.	0.10	169100
4.6 Аренда производственных помещений	Руб.	0.62	1024679
4.7 ЗП АУП	Руб.	0.88	1452000
4.8 Отчисления от ЗП АУП	Руб.	0.23	377520
4.9 Прочие производственные расходы	Руб.	0.89	1465215
Итого заводская себестоимость	Руб.	20.8	34038930

Продолжение таблицы 5.4 – Калькуляция себестоимости товарной нефти
 $N_{\text{год}}=1635300 \text{ м}^3/\text{год}$

5 Коммерческие расходы	Руб.	0.70	1149294
Итого полная себестоимость	Руб.	71.1	135483046.8

Таблица 5.5 – Поток реальных денег

№	Показатели	$N_1 \text{ год}$	$N_2 \text{ год}$
1	Объем выпуска продукции, м^3 .	1308240	1635300
2	Цена за 1 м^3 , руб.	1000	1000
3	Выручка от реализации, руб.	1308240000	1635300000
4	Переменные затраты, руб.	44788842.8	55986053.5
5	Постоянные затраты, руб.	90694204	90694204
6	Амортизация зданий, руб.	2865045.6	3586400
7	Амортизация оборудования, руб.	1713794.4	2148752
8	Прибыль до вычета налогов, руб.	1172756953	1488619743
9	Налоги и сборы, руб.	304916807.8	387041133.2
10	Чистая прибыль, руб.	867840145.2	1101578610
11	Амортизация, руб.	4578840	5735152

5.6 Расчет технико-экономических показателей

1) Фондоотдача

$$\Phi_o = B / C_{\text{осн}},$$

где: B - объем выручки от реализации, руб.;

$C_{\text{осн}}$ - среднегодовая стоимость ОПФ, руб.,

$$\Phi_o = 163530000 / 160511343 = 10.8 \text{ руб.}$$

2) Фондоемкость:

$$\Phi_e = C_{\text{осн}} / B,$$

$$\Phi_e = 160511343 / 163530000 = 0.1 \text{ руб.}$$

3) Фондовооруженность:

$$\Phi_b = C_{\text{осн}} / H_{\text{сп}},$$

$H_{\text{сп}}$ - списочная численность работников, человек.

$$\Phi_B = 160511343 / 201 = 798563.9 \text{ руб.}$$

4) Уровень рентабельности

$$P = \frac{PP}{C} \cdot 100\%,$$

где: PP - прибыль от реализации продукции, руб.;

C - себестоимость товарной продукции, руб.

$$P = \frac{149981695.3}{135483046.8} \cdot 100\% = 110.7\%$$

5) Производительность труда

$$P_{ПРТ} = N_{ГОД} / H_{СП},$$

где N_{ГОД} - выпуск продукции за год, м³ / год;

$$P_{ПРТ} = 1635300 / 201 = 8135.82 \text{ м}^3/\text{год}$$

5.7 Расчет точки безубыточности

Расчет точки безубыточности производится на основании сопоставления выпуска продукции, ее себестоимости, постоянных затратах, оптовой цены.

Таблица 5.6 – Расчет точки безубыточности

Показатель	Руб.
Выручка от реализации продукции	1635300000
Себестоимость продукции	135483046.8
Прибыль	1499816953
Сумма переменных затрат	44788842.8
Сумма постоянных затрат	90694204

Аналитический способ безубыточного объема продаж более удобен по сравнению с графическим, т.к более точный.

Безубыточный объем реализации:

$$Q_{кр.} = \frac{Изд_{норм}}{C_i - Изд_{пер}} = \frac{90694204}{1000 - \frac{44788842.8}{1308240}} = 93909,3, \text{ м}^3$$

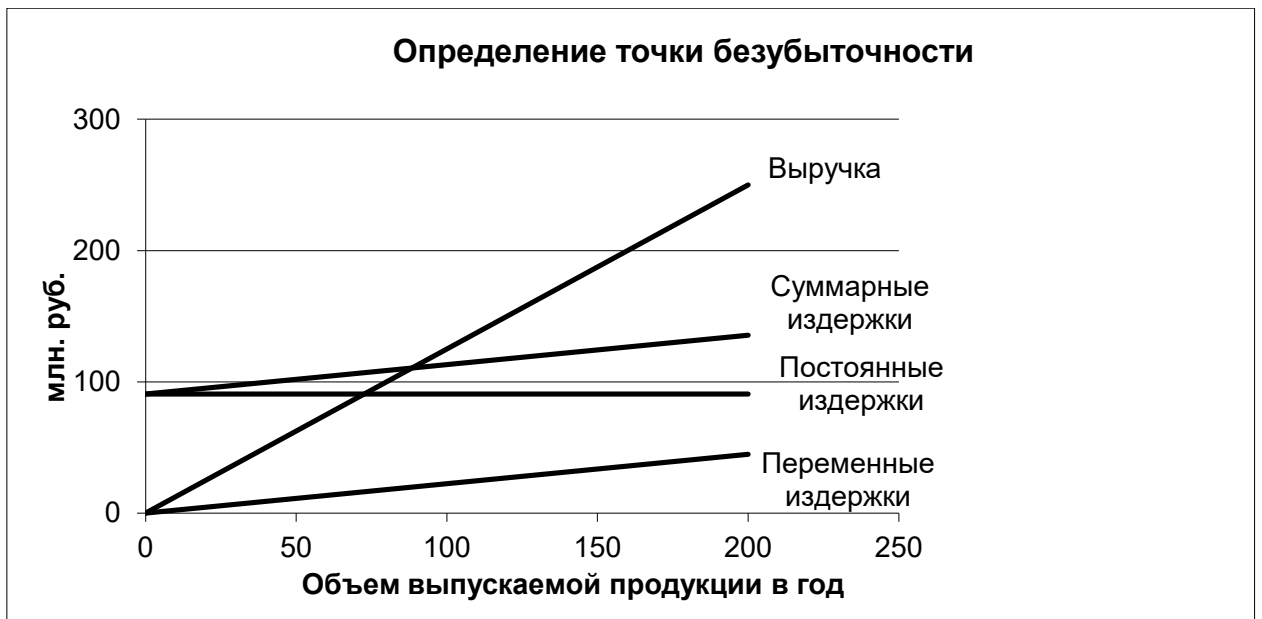


Рисунок 5.1 – Определение точки безубыточности

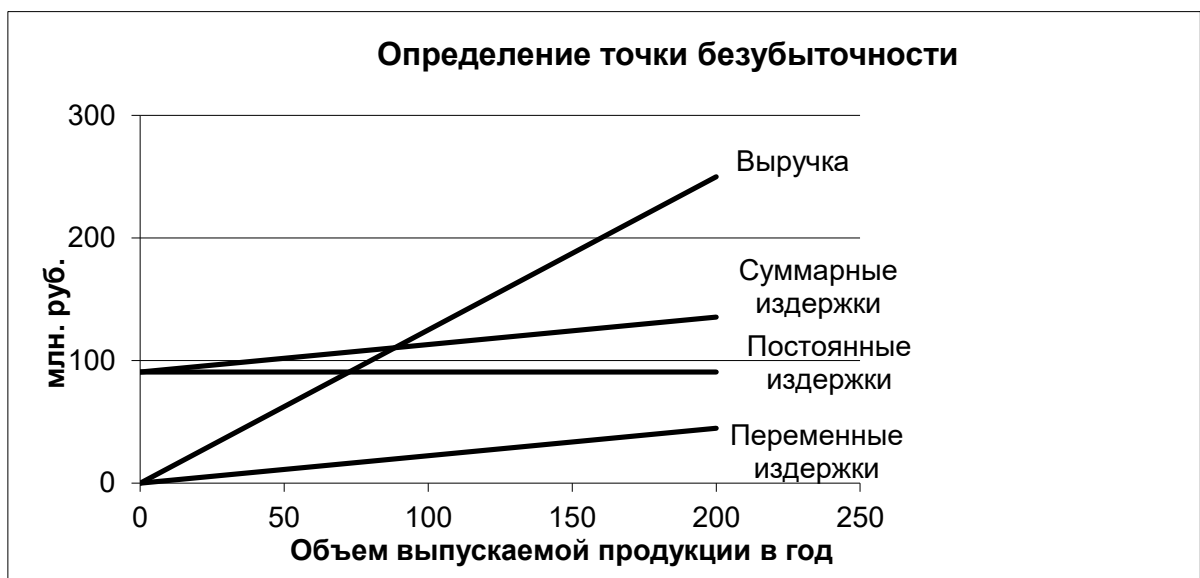


Рисунок 5.2 – Определение точки безубыточности

Из графика $Q_{кр}=93909,3 \text{ м}^3$

$$Q_{кр.} = \frac{Изд_{пост}}{Ц_i - Изд_{пер}} = \frac{90694204}{1000 - \frac{55986053.5}{1635300}} = 93909,3, \text{ м}^3$$

Таблица 5.7 – Техничко-экономические показатели.

Наименование показателя	Ед. измерения	N ₁ год	N ₂ год
1.Объем производства	Тыс. тонн	1308240	1635300
2.Объем продаж	Тыс. тонн	1308240	1635300
3.Цена 1 тонны	Руб.	1000	1000
4.Выручка от реализации	Тыс. руб.	1308240000	1635300000
5.Суммарные издержки	Тыс. руб.	135483046.8	146680257.5
5.1.Издержки переменные	Тыс. руб.	44788842.8	55986053.5
5.2.Издержки постоянные	Тыс. руб.	90694204	90694204
6.Операционная прибыль	Тыс. руб.	1172756953	1488619743
7.Налог на прибыль	Тыс. руб.	304916807.8	387041133.2
8.Чистая прибыль	Тыс. руб.	867840145.2	1101578610
9.Себестоимость	Тыс. руб.	107395493	135483046.8
10.Стоимость основных средств	Тыс. руб.	160511343	160511343
11.Численность основных рабочих	Чел.	201	201
12.Фондовооруженность	Тыс. руб./чел.	798563.9	798563.9
12.Фондоотдача	Тыс. руб./Тыс. руб.	8.44	9.13
14.Фондоемкость	Тыс. руб./Тыс. руб.	1.18	1.09
15.Производительность труда	Тыс. руб./чел.	674045	729752.5
16.Рентабельность производства	%	64.5	75.1
17.Рентабельность продаж	%	66.3	67.3

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

6.1 Безопасная эксплуатация производства

6.1.1 Опасные и вредные производственные факторы, действующие на объекте

Технологический процесс установки подготовки нефти включает в себя опасные производственные факторы, способные привести к взрыву, пожару, поражению персонала. В аппаратах и трубопроводах установки одновременно может находиться до 6 700 м³ нефти.

6.1.1.1 Технологический процесс характеризуется наличием следующих опасных и вредных производственных факторов:

- процесс ведется под избыточным давлением (до 6,0 кгс/см²), давление нагнетания насосов ЦНС 180/212 составляет 16-22 кгс/см², ЦНС 300/600 составляет 45-60 кгс/см²;
- высокая температура (до 60⁰ С) наружных поверхностей технологического оборудования;
- опасность травмирования обслуживающего персонала при использовании стационарно установленных грузоподъемных механизмов;
- обслуживание технологического оборудования, имеющего вращающиеся и движущиеся части;
- для перекачки нефти и воды, для вентиляции помещений используется динамическое оборудование имеющее электропривод с напряжением питания 380 В
- применением метанолсодержащих хим. реагентов;
- высокий уровень шума и вибрации в результате работы различных агрегатов и механизмов (вентиляторы, насосы);
- применением теплофикационной воды для обогрева помещений с температурой до 90⁰С;

- применением для отопления трубопроводов и подготовки оборудования к ремонту водяного пара с температурой до 160 °С
- необходимостью обслуживания оборудования находящегося на отметках до +17 м от поверхности земли;
- наличием подземной сети канализации, нефтепроводов;
- наличием факельных установок для сжигания газа;
- наличием проездов для автотранспорта на территории установки;
- возможностью образования взрывоопасных концентраций углеводородов при проведении зачистных или ремонтных работ в емкостях и резервуарах, а также при отпуске и приеме нефти на ПОН открытым способом;
- возможностью накопления зарядов статического электричества при движении нефтепродуктов по трубопроводам, сливе и наливе автоцистерн, заполнении и откачке РВС и т.д.

6.1.1.2. Основными источниками вредных для здоровья человека продуктов являются;

- выхлопы газообразных нефтепродуктов от дыхательных клапанов дренажных емкостей, РВС;
- “дыхание” расходной емкости деэмульгатора.

К наиболее опасным местам на УПН относятся:

- печи нагрева нефти;
- путевой подогреватель;
- резервуарный парк;
- НВП;
- НВОН;
- УДХ;
- Факельная установка;
- электрощитовые и электрооборудование.

6.1.2. Основные мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение технологического процесса

Технологический процесс обезвоживания и обессоливания нефти на УПН ведется непрерывно в закрытых аппаратах. Отвод попутного нефтяного газа и подтоварной воды производится по закрытой схеме на факел и очистные сооружения. Нефть поступает в РВС по трубопроводам и хранится в них под избыточным давлением паров.

Контроль за параметрами и управление технологическим процессом осуществляется дистанционно по приборам, установленным в операторной, со световой и звуковой сигнализацией достижения предельно допустимых и аварийных значений. Регулирование основных параметров, определяющих безопасность ведения технологического процесса, осуществляется в автоматическом режиме (уровень и давление в аппаратах, температура нефти).

При достижении аварийных значений параметров процесса определяющих его взрывопожароопасность, происходит остановка отдельного оборудования или срабатывание исполнительных механизмов, предотвращающих развитие аварийной ситуации (открытие предохранительных клапанов, остановка насосов).

Для оперативного воздействия на технологический процесс имеется возможность дистанционного управления;

- пуском и остановкой насосного оборудования (НВП, НВОН, УДХ, НПВ, дренажными (ЕД));
- электрозадвижками на технологических трубопроводах 1-й, 2-й и 3-ей ступеней сепарации, резервуарного парка;
- розжиг факельных установок;
- запуск-остановка насосов пожаротушения и управление электрозадвижками;

С целью своевременного обнаружения разгерметизации оборудования и загазованности территории блок-боксы НВП, НВОН, УДХ, НПВ оборудованы

датчиками загазованности типа СТМ-30, сигнал от срабатывания которых выведен на пульт управления в операторную и заблокирован с включением вытяжной вентиляции бокса. Контроль за состоянием воздушной среды открытых площадок осуществляется путем анализа газовой среды (ГВС) переносным газоанализатором (1раз в смену).

Питание схемы сигнализации и блокировок параметров технологического процесса осуществляется от аккумуляторных батарей $V=220$ В, контроль за напряжением на выходе батарей осуществляется по индикатору установленному в операторной.

Производственные помещения установки имеют необходимое освещение и оборудованы системами водяного отопления, вентиляции и сигнализации загазованности.

Установленное в них оборудование надежно закреплено, имеет герметичное уплотнение фланцевых соединений трубопроводов и вращающихся частей механизмов во избежание утечек продукта, ограждение вращающихся и движущихся частей насосов и компрессоров, посты управления и приборы контроля за параметрами работы защищено заземлением.

Оборудование открытых площадок имеет необходимые для обслуживания площадки и переходы. Территория установки имеет внешнее ограждение, оборудована дорогами и проездами, наружным освещением, знаками безопасности.

Таблица 6.1.1. Взрывопожароопасные и токсические свойства сырья, готовой продукции и отходов производства.

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Агрегатн ое состояние	Класс опаснос ти (ГОСТ1 2 1 007- 76)	Температура, °С			Концентрационн ый предел воспламенения		Характеристика токсичности	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (ГОСТ 12 1 005-88)
				вспы шки	воспла менени я	самовоспл аменения	нижний предел	верхний предел		
1	Нефть	жидкость	4	-21	>200	230-250	0,7	5,0	токсичен	300
2	Нефтяной газ	газ	3	-	-	250-300	4,9	15,4	токсичен	300
3	Метанол	жидкость	3	8	13	464	6,7	34,7	токсичен	5
4	Дезэмульгаторы	жидкость	3	10	>300	-	-	-	токсичен	5
5	Нефтешламы	жидкость	4	-21	>200	230-250	0,7	5,0	токсичен	300
6	Масло индустриальное	жидкость	-	181	-	355	1,0	4,0	малотоксично	-
7	Пенообразователь	жидкость	-	-	94	471	36	-	малотоксично	-

Таблица 6.1.2. Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика производственных помещений и наружных установок.

№ п/п	Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория взрывопожар ной и пожарной опасности зданий и помещений СП 12.13130.2009	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудовани я (ПУЭ)		Группа производс твенных процессов по санитарно й характери стике
			класс взрывоо пасной или пожароо пасной зоны	категория и группа взрывопо жароопасн ых смесей	
	Технологические сооружения УПН				
1.	Насосная внешней перекачки нефти	A	B-1a	IIA-T3	I Б
2.	Насосная внутренней перекачки	A	B-1a	IIA-T3	I Б
3.	Площадка входных сепараторов	АН	B-1г	IIA-T3	I Б
4.	Площадка отстойников нефти	АН	B-1г	IIA-T3	I Б
5.	Площадка КСУ	АН	B-1г	IIA-T3	I Б
6.	Установка дозирования реагента УДР-1,2	A	B-1a	IIA-T2	I Б
7.	Склад реагента	АН	B-1г	IIA-T2	I Б
8.	Факел высокого давления	АН	B-1г	IIA-T1	I Б
9.	Факел низкого давления	АН	B-1г	IIA-T1	I Б
10.	Конденсатосборник ЕК-1,2	АН	B-1г	IIA-T1	I Б
11.	Блок запорно- регулирующий	АН	B-1г	IIA-T3	I Б
12.	Оперативный узел учета нефти	A	B-1a	IIA-T3	I Б
13.	Площадка газосепараторов	АН	B-1г	IIA-T1	I Б
14.	Площадка резервуаров сырой и товарной нефти РВС-5000 №15.1, №15.2	АН	B-1г	IIA-T3	I Б
15.	Площадка дренажных емкостей ЕД-1,2,3,4	АН	B-1г	IIA-T3	I Б
16.	Площадка емкости сбора утечек ЕД-5	АН	B-1г	IIA-T3	I Б

№ п/п	Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория взрывопожар ной и пожарной опасности зданий и помещений СП 12.13130.2009	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудовани я (ПУЭ)		Группа производ ственных процессов по санитарно й характери стике
			класс взрывоо пасной или пожароо пасной зоны	категория и группа взрывопо жароопасн ых смесей	
17.	Пункт отпуска нефти	АН	В-1г	ПА-ТЗ	І Б
18.	Входная гребенка УПН Крапивинского н.м.	АН	В-1г	ПА-ТЗ	І Б
19.	Площадка резервуаров подтоварной воды РВС- 3000 №14.1, № 14.2	АН	В-1г	ПА-ТЗ	І Б
20.	Емкость шлама V=16м ³	АН	В-1г	ПА-ТЗ	І Б
Объекты водоснабжения, канализации, бытовые и складские помещения УПН					
21.	Дренажно-канализационная емкость ЕДК-1,2 V=16м ³	АН	В-1г	-	І Б
22.	Противопожарная насосная станция с пеногенераторной	Д	-	-	І Б
23.	Площадка резервуаров противопожарного запаса воды V=1000м ³ №30.1 №30.2, №31.1 V=300м ³	ДН	-	-	І Б
24.	Блок-бокс пожинвентаря №1, №2	Д	-	-	І Б
25.	Насосная подтоварной воды	Д	-	-	І Б
26.	Блок сетевых насосов	Д	-	-	І Б
27.	Операторная УПН	Д	-	-	І Б
28.	Слесарная мастерская КИПиА	Д	-	-	І Б
29.	Проходная КПП №1, №2	Д	-	-	І Б
30.	Слесарная мастерская РТУ	Д	-	-	І Б

№ п/п	Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория взрывопожар ной и пожарной опасности зданий и помещений СП 12.13130.2009	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудовани я (ПУЭ)		Группа производс твенных процессов по санитарно й характери стике
			класс взрывоо пасной или пожароо пасной зоны	категория и группа взрывопо жароопасн ых смесей	
31.	Складские помещения	Д	-	-	І Б

6.1.3. Электроснабжение УПН «Крапивинского» н.м.

Электроснабжение УПН осуществляется от трансформаторной подстанции ПС 35/6 кВ «Крапивинская».

Для организации электроснабжения установлено распределительное устройство РУ-6 на 24 ячейки (тип К-59)с вакуумными выключателями и две трансформаторные подстанции. РУ-6 предназначено для питания высоковольтных насосных агрегатов 6 кВ насосных внешней и внутренней перекачки нефти и трансформаторных подстанций 2 КТПБМ-630/6/0,4 (КТП 23) и 2 КТПБМ 1000/6/0,4 (КТП-33) потребителей технологических площадок.

В помещении трансформаторных подстанций установлены щиты распределительные 0,4 кВ (НКУ) для питания потребителей электроэнергии технологических площадок.

Определенная предварительно полная установленная мощность электроприемников УПН «Крапивинского н.м.» - 7832 кВт, расчетная - 5328 кВт.

Электрообогрев технологических трубопроводов осуществляется саморегулирующим греющим кабелем фирмы Райхем.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током при повреждении изоляции все нетоковедущие металлические части

электрооборудования нормально не находящиеся под напряжением, подлежит защитному заземлению (занулению).

Сопротивление контура заземления не должно превышать 40ма. Присоединение металлоконструкций блоков к контуру выполняется не менее чем в двух точках.

В электроустановках до 1 кВ выполнено зануление, а выше 1 кВ – заземление.

Категории электроприемников

Электроприемники УПН по степени надежности электроснабжения относятся к 1 и 3 категориям.

К электроприемникам 3 категории относятся электроприемники помещений пожарного инвентаря, проходных, складов.

Обеспечение надежности электроснабжения

Надежность электроснабжения потребителей 1 категории обеспечивается двухсторонним питанием на стороне высокого напряжения 6кВ «Наличием АВР на стороне 0,4 кВ трансформаторных подстанций, а также наличием АВР в щитах распределительных, расположенных вне помещений трансформаторных подстанций – в блоке сетевых насосов, операторной УПН.

6.1.4. Правила аварийной остановки производства, возможные аварийные состояния производства, способы их предупреждения и устранения

УПН должна быть аварийно остановлена согласно плану ликвидации аварии в случае прекращения подачи электроэнергии, топлива, сырья, воды. при разрыве коммуникаций и аппаратуры.

Прекращение подачи электроэнергии

При прекращении подачи на УПН электроэнергии происходит внезапная остановка насосов, вентиляции, отказ электродвигателей, регулирующих

клапанов, отключаются схемы автоматических блокировок, световой и звуковой сигнализации.

При этом теряется контроль за ведением технологического процесса.

Для предотвращения аварий необходимо:

1. перейти на контроль за режимом по месту, т.е. по техническим манометрам, термометрам и шаровым кранам (уровня) на аппаратах;
2. регулирование производить байпасными задвижками, закрыв задвижки на основных линиях регулирования процесса;
3. продублировать остановку электрооборудования нажатием кнопки «СТОП»;
4. перекрыть арматуру насосов на всасе и нагнетании;
5. проверить включение аккумуляторной по обеспечению работоспособности аварийной сигнализации;
6. при длительном отсутствии электроэнергии приступить к остановке УПН по режиму нормальной остановки.

Прекращение подачи нефти на УПН

При прекращении подачи нефти на УПН с нефтепромыслов необходимо:

1. закрыть задвижку на входе нефти на УПН (задвижка 2н);
2. закрыть арматуру на выводе газа из аппаратов;
3. закрыть задвижки на выходе нефти из сепараторов
4. закрыть задвижки на выходе воды из сепараторов
5. остановить насосы.

Прорыв горючих газов и нефти

При обнаружении пропусков нефтепродуктов и горючих газов в результате разгерметизации аппаратов или трубопроводов и появлении опасности пожара, необходимо:

1. оповестить ответственных лиц в соответствии со списком согласно плану ликвидации аварии;

- 2.принять меры по локализации возможных проливов жидкости на землю;
- 3.эвакуировать людей, оказавшихся в загазованной зоне;
- 4.прекратить все ремонтные, огневые работы;
- 5.прекратить поступление нефти на УПН;
- 6.отключить поврежденный участок или аппарат, при возможности стравить с него давление на факел;
- 7.при угрозе возникновения пожара или невозможности отключения поврежденного участка произвести остановку УПН с последующим аварийным опорожнением трубопроводов и аппаратов в дренажные емкости.

Пожар

При пожаре необходимо:

- 1.вызвать пожарную охрану, скорую помощь, сообщить начальнику смены РИТС, начальнику цеха, оповестить ответственных лиц в соответствии со схемой оповещения;
- 2.перекрыть поступление нефти на УПН;
- 3.отключить при необходимости электроэнергию, остановить агрегаты, перекрыть коммуникации, остановить систему вентиляции и прекратить все работы на объекте в пожароопасной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара;
- 4.принять меры по ликвидации пожара первичными и стационарными средствами пожаротушения.

Таблица 6.1.3

Возможные неполадки	Причины возникновения неполадок	Способ устранения неполадок
1. Сепараторы 1-й ступени:		
а) переполнение сепаратора	выход из строя клапанов	перейти на ручное регулирование байпасными задвижками на время ремонта регуляторов

Возможные неполадки	Причины возникновения неполадок	Способ устранения неполадок
б) понижение уровня в сепараторах	выход из строя клапанов	перейти на ручное регулирование байпасными задвижками на время ремонта регуляторов
	увеличилось содержание газа в нефти	увеличить выход газа из сепаратора
в) большой вынос жидкости с газовым потоком	превышение уровня жидкости в сепараторе	проверить уровень и привести его в соответствие с технологической картой
г) уменьшение или увеличение давления	нарушение режима сепарации	отрегулировать режим сепарации
2. Аппарат горячей сепарации		
а) переполнение сепаратора	выход из строя клапанов	перейти на ручное регулирование байпасными задвижками на время ремонта регуляторов
б) понижение уровня в сепараторах	выход из строя клапанов	перейти на ручное регулирование байпасными задвижками на время ремонта регуляторов
	увеличилось содержание газа в нефти	увеличить выход газа из сепаратора
в) большой вынос жидкости с газовым потоком	превышение уровня жидкости в сепараторе	проверить уровень и привести его в соответствие с технологической картой
г) уменьшение или увеличение давления	нарушение режима сепарации	отрегулировать режим сепарации
3. Отстойник нефти		
а) понижение (повышение) уровня (нефть-вода)	выход из строя клапанов	перейти на ручное регулирование байпасными задвижками на время ремонта регуляторов
	уменьшилась (увеличилась) обводненность	уменьшить (увеличить) выход воды из отстойника
4. Концевая сепарационная установка		

Возможные неполадки	Причины возникновения неполадок	Способ устранения неполадок
а) переполнение сепаратора	выход из строя клапанов	перейти на ручное регулирование байпасными задвижками на время ремонта регуляторов
б) понижение уровня в сепараторах	выход из строя клапанов	перейти на ручное регулирование байпасными задвижками на время ремонта регуляторов
	увеличилось содержание газа в нефти	увеличить выход газа из сепаратора
в) большой вынос жидкости с газовым потоком	превышение уровня жидкости в сепараторе	проверить уровень и привести его в соответствие с технологической картой
г) уменьшение или увеличение давления	нарушение режима сепарации	отрегулировать режим сепарации
5. Газовый сепаратор		
а) переполнение сепаратора	выход из строя клапанов	перейти на ручное регулирование байпасными задвижками на время ремонта регуляторов
б) большой вынос жидкости с газовым потоком	превышение уровня жидкости в сепараторе	проверить уровень и привести его в соответствие с технологической картой
в) уменьшение или увеличение давления	нарушение режима сепарации	отрегулировать режим сепарации
6. Насосы нефтяные		
а) насос не развивает напор	зазор по уплотнениям рабочих колес превышает 1 мм	разобрать насос и заменить изношенные детали
	насос не залит перекачиваемой жидкостью, загазован, завоздушен.	выключить двигатель, залить насос и всасывающий трубопровод жидкостью, стравить газ, воздух.
б) повышенная вибрация насоса	неправильная центровка электродвигателя с	отцентрировать насос

Возможные неполадки	Причины возникновения неполадок	Способ устранения неполадок
	насосом	
в) нагрев сальников	сальник сильно затянут	ослабить нажим втулки сальника, обеспечив протечку жидкости
г) повышение температуры подшипников насосного агрегата.	Отсутствует смазка	Заменить смазку
д) не работает насосный агрегат откачки дренажной ёмкости.	Насос вышел из строя, забилась сетка приема жидкости.	Достать насос, провести ревизию.
е) неисправность обратного клапана (раскрутка насоса в обратную сторону).	Не исправен обратный клапан.	Отсечь обратный клапан, сделать ревизию.
ж) большая потребляемая мощность (большой нагрев электродвигателя)	износились кольца гидравлической пяты	устранить неисправность согласно инструкции по эксплуатации и уходу
	ротор сместился в сторону всасывания больше допустимого	
з) внезапная остановка насосного агрегата	<u>Сработала автоматическая блокировка защиты по причине:</u>	Включить вентиляцию для снижения загазованности до нормы, выяснить и устранить причину загазованности
	1) загазованность помещения порами газа	Включить вентиляцию для снижения загазованности до нормы, выяснить и устранить причину загазованности
	2) повышенная температура подшипников насосного агрегата до 80 °С	Заменить смазку подшипников
	3) повышенная температура жидкости из разгрузочного устройства до 80 °С	Проверить положение ротора по устройству контроля положения ротора и произвести регулировку ротора.

Возможные неполадки	Причины возникновения неполадок	Способ устранения неполадок
	4) повышенная температура сальниковых уплотнений до 80°C	Отрегулировать сальник, обеспечив проток жидкости.
	5) пониженное давление на входном патрубке насоса относительно регламентированных уставок.	Почистить фильтр, полностью открыть задвижку на входе в насос.
	6) пониженное или повышенное давление на выходном патрубке насоса относительно регламентированных уставок.	Отрегулировать давление задвижкой на выкидном патрубке насоса.
остановка насоса ЦНСАн 180-212 (Н-1,2) по максимальному давлению на выходе насоса	повышение давления в напорном коллекторе выше 22 кгс/см ²	Выяснить причину повышения давления в напорном коллекторе, запустить насос ЦНСАн 300-600 (Н-4...6).
7. Счетчики		
а) стрелка расхода мгновенно упала	выход из строя вторичного прибора	подключить резервный счетчик
	сгорел предохранитель	заменить
б) показывает малый расход	засорился фильтр	прочистить
	вышла из строя ось крыльчатки	провести ремонт
8. Конденсатосборник ЕК-1,2. (верхний уровень).		
а) переполнение емкости	выход из строя насоса	отсечь задвижками на время ремонта конденсатосборник, откачать емкость и заменить насос.
б) уровень не меняется или показания не корректны.	Выход из строя датчика, или сгорел предохранитель.	
9. РВС-5000		
Аварийный уровень в РВС -5000.	Сбой в технологии при поступлении жидкости или выхода жидкости.	Отрегулировать поступление и выход жидкости с РВС.
10. РВС-3000		

Возможные неполадки	Причины возникновения неполадок	Способ устранения неполадок
Аварийный уровень в РВС -3000.	Сбой в технологии при поступлении жидкости или выхода жидкости.	Отрегулировать поступление и выход жидкости с РВС.
11. Средства КИПиА		
Неисправность средств КИПиА (не работает ПУ, не исправен уровнемер ВМ-100А, клапан «Гусар», ДУЖ-1М)	Вышел из строя прибор.	Сделать ревизию, отремонтировать, при необходимости заменить.
12. Факельная система		
Сгорание газа в факеле происходит “хлопками”	Попадание воздуха в ствол факела	Остановить факельную установку, осмотреть ствол факела и трубопровод сбрасываемого газа на наличие трещин, сквозной точечной коррозии.

6.2 Пожарная безопасность

К основным причинам пожаров в нефтяной промышленности относятся следующие:

нарушение технологического процесса и неисправность оборудования (арматуры, трубопроводов);

отказ в работе технологического и электрооборудования, устройств контроля, управления и защиты;

неосторожное обращение с огнем и электроприборами;

короткое замыкание электрических проводов и возникновение разрядов, вызываемых статическим электричеством;

нарушение правил пожарной безопасности при производстве электрогазосварочных и других огневых работ.

Основное оборудование УПН размещено на открытых площадках. Выделяющиеся горючие газы рассеиваются естественными воздушными потоками, при этом концентрация этих веществ снижается до безопасного

уровня. Взрывы и пожары возможны только при больших газовыделениях, связанных с крупными авариями.

Пожары при утечке газа и разливах нефти развиваются по следующей схеме: - утечка газа (утечка нефти с последующим испарением) – образование облака взрывоопасной газовойздушной смеси - воспламенение газовойздушной смеси от постороннего источника - горение, либо взрыв.

То обстоятельство, что при аварийном выбросе взрывоопасных веществ, концентрации на расстоянии от места возрастают не мгновенно, дает возможность принять меры против возможных взрывов на соседних объектах.

Пожаробезопасность установки обеспечена рядом противопожарных мероприятий:

- сооружения размещены с соблюдением противопожарных расстояний между ними;

- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;

- все наружные площадки обеспечены осветительной аппаратурой;

- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении;

- технологические трубопроводы проложены надземно на несгораемых опорах;

- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс подготовки и перекачки нефти;

- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;

- управление электроздвижками и регулирующими клапанами выполнено по месту, автоматически и со щита операторной, что дает возможность при необходимости быстро вмешаться в возникшую нештатную ситуацию;

- в закрытых помещениях предусмотрена вентиляция, обеспечивающая чистоту воздуха;

дыхательные клапана емкостей и резервуаров оснащены огнепреградителями;

для защиты от превышения давления оборудование оснащено предохранительными клапанами;

конструкция насосных агрегатов и объем защит обеспечивает нормальную их работу без обслуживающего персонала и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;

произведена разбивка технологической установки на взрывоопасные блоки, отключаемые электрозадвижками, с учетом обеспечения минимального уровня взрывоопасности блоков.

территория имеет сетчатое ограждение по всему периметру с оборудованием контрольно-пропускного пункта;

Основные требования, которые предъявляются к системам пожарной защиты: быстрое обнаружение очага пожара. Далее необходимо пожар локализовать с последующим контролируемым выгоранием или тушением.

В случае пожара персонал должен оценить сложившуюся ситуацию и действовать согласно “Плану ликвидации аварии”, с учетом технологического и технического состояния оборудования.

6.3 Методы и средства защиты рабочих от производственных опасностей

Для обеспечения безопасной работы требуется соблюдать следующие правила:

- перед началом смены произвести осмотр рабочего места, проверить состояние технологического процесса, работу оборудования, его герметичность, исправность электрооборудования, канализационных сооружений, наличие и исправность противопожарного оборудования, а в случае обнаружения неполадок, угрожающих безопасности, принять меры к их немедленному устранению;

- не допускать резких изменений давления в трубопроводах во избежание их разгерметизации;
- при обнаружении пропуска нефти неисправный участок отключить и принять меры по устранению пропуска, уборке нефти;
- не допускать переполнения емкостного оборудования;
- ведение технологического процесса осуществлять в строгом соответствии с требованиями данного технологического регламента;
- к работе должны допускаться лица, имеющие специальную подготовку и определенную требованиями норм и правил квалификацию;
- во избежание возможности образования взрывоопасных концентраций паров нефти необходимо обеспечить герметичность трубопроводов и оборудования;
- работать только на исправном оборудовании с исправными контрольно-измерительными приборами и предохранительными устройствами;
- действия персонала при нормальной работе, пусках, остановках, аварийных ситуациях регламентируются соответствующими инструкциями;
- не допускать эксплуатацию оборудования без надежного защитного заземления и заземления от статического электричества;
- движущиеся части оборудования должны иметь защитные кожухи и ограждения;
- ремонт и смазку движущихся механизмов производить только после их остановки;
- не допускать разлива нефти и химреагентов;
- не включать в работу механизмы, имеющие поврежденную изоляцию токоведущих частей. При нарушении изоляции немедленно обесточить механизм и вызвать электрика;
- работы в закрытых емкостях, резервуарах, колодцах должны производиться в шланговых противогазах и в непроницаемой для нефти спецодежде. Поверх спецодежды иметь пояс с крестообразными лямками, к

которому прикрепляется сигнально-спасательная веревка. У люка должны находиться постоянно не менее двух рабочих, имеющих при себе шланговые противогазы для оказания, в случае необходимости, помощи работающему в емкости;

- приступать к ремонту или очистке емкости вручную можно только после полного спуска нефти, промывки и пропарки емкости, отсоединения всех трубопроводов и открытия всех отверстий (лазов, люков), проведения анализа воздушной среды емкости на содержание горючих газов и паров;

- работы в закрытых емкостях, колодцах производить с оформлением наряда-допуска;

- при обслуживании и ремонте емкостей применять только переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12В;

- во всех газоопасных местах во избежание взрыва, ремонт оборудования или какие-либо другие работы производить только омедненным инструментом, либо инструментом, смазанным солидолом;

- все средства пожаротушения, противопожарное оборудование и инвентарь должны содержаться в полной исправности и быть готовыми к их немедленному использованию;

- обслуживающий персонал на каждом рабочем месте должен находиться в установленной для данного рабочего места спецодежде и иметь при себе индивидуальные средства защиты;

- производственные помещения должны быть обеспечены аптечками с набором медикаментов и перевязочных материалов для оказания доврачебной помощи;

- за 15 мин до входа в насосную воды необходимо включить вентиляцию;

– на наружных площадках должен быть организован контроль воздушной среды газоанализаторами типа СГГ-20, в соответствии с графиком, утвержденным в установленном порядке.

В насосной нефти и воды предусмотрена установка сигнализаторов дозврывоопасных концентраций с подачей предупреждающего светового и звукового сигналов при 20% от НКПР и включением аварийной вентиляции; аварийного сигнала при 40% от НКПР по месту, в операторной с отключением насосов.

При нарушении технологического режима должны приниматься меры по устранению нарушений.

На УПН должен быть разработан и утвержден перечень газоопасных мест и работ, который ежегодно пересматривается и переутверждается. Специалисты и рабочие обязаны быть ознакомлены с этим перечнем.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: "Газоопасно", "Проезд запрещен" и т.п.

К газоопасным работам допускать только после проведения соответствующего инструктажа, получения наряда-допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ. В плане ведения газоопасных работ отражаются меры по обеспечению безопасных условий работы и последовательность проведения подготовительных и основных операций.

Основные меры по оказанию первой (доврачебной) помощи пострадавшим

При эксплуатации технологических сооружений не исключается возможность отравлений, механических травм, электротравм, обморожений.

При отравлении химическими веществами (углеводородными газами) пострадавшего необходимо немедленно вынести на свежий воздух, освободить от стесняющей одежды, вызвать врача. Дать кофе, крепкий чай, молоко, на конечности поставить горчичники или грелку. При нарушении дыхания дать кислород, при отсутствии дыхания немедленно приступить к искусственной вентиляции легких.

При попадании нефти или химреагента на кожу – промыть водой с мылом. Пораженный глаз сразу же промыть проточной водой при хорошо раскрытой глазной щели.

При попадании химреагента внутрь дать пострадавшему питьевую воду и вызвать рвоту.

При механических травмах неглубокие раны, порезы, ссадины обработать перекисью водорода, настойкой йода, заклеить пластырем. Большие кровотечения остановить наложением давящей повязки, рану закрыть стерильной повязкой, затем наложить валик из марли, ваты и туго забинтовать. Обильные кровотечения остановить жгутом или закруткой. Накладывать жгут выше места кровотечения, но не более чем на 2 часа.

При растяжении связок, вывихов суставов создать конечности покой, на поврежденные места положить лед. Вывих самостоятельно не вправлять.

При переломе обеспечить неподвижность конечности. Фиксировать суставы шиной выше и ниже перелома.

При наложении шины при открытом переломе предварительно остановить кровотечение и наложить повязку. Перенести пострадавшего на носилках, руках, используя подручные средства, с учетом, что с повреждением грудной клетки – в полусидящем положении, а с повреждением позвоночника – в горизонтальном, на твердом основании – щите, досках, фанере.

При поражении человека электрическим током необходимо как можно быстрее освободить его от действия тока, так как от времени действия тока зависит тяжесть электротравмы. Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей до 1000 В можно воспользоваться сухой одеждой, канатом, сухой палкой, доской или каким-либо другим сухим предметом, не проводящим электрический ток либо взяться за его одежду (если она сухая и отстает от тела пострадавшего), например за полы пиджака или пальто. Для изоляции рук при оказании помощи следует надеть диэлектрические перчатки, а на ноги – диэлектрические боты. За неимением времени рекомендуется обмотать себе руки шарфом, или надеть на руку суконную фуражку, или

опустить на руку рукав пиджака или пальто и т.д. При освобождении пострадавшего от токоведущих частей рекомендуется действовать по возможности одной рукой.

Если пострадавший находится на высоте, отключение электроустановки может вызвать его падение, поэтому необходимо принять предварительные меры, исключающие падение пострадавшего с высоты.

Очень важно своевременное оказание доврачебной помощи пострадавшему, находящемуся в бессознательном состоянии, т.к. она эффективна только в том случае, если с момента остановки сердца прошло не более четырех минут.

Пострадавшего следует положить, расстегнуть одежду, создать приток свежего воздуха, растереть и согреть тело, обеспечить полный покой.

Если пострадавший без сознания или дышит очень редко и судорожно, но у него прослушивается пульс, необходимо делать искусственное дыхание до появления самостоятельного дыхания или до передачи пострадавшего медицинским работникам.

Искусственное дыхание способом «изо рта в рот» выполняется следующим образом: зажать нос пострадавшего и, сделав глубокий вдох, плотно прижать губы к открытому рту пострадавшего и сделать сильный выдох.

При слабом пульсе или его отсутствии необходимо сделать непрямой массаж сердца. Он выполняется ритмичными сильными надавливаниями на нижний край грудины. Реанимационные мероприятия проводить непрерывно до восстановления дыхания и сердечной деятельности.

При ожогах, травмах, отравлениях или других несчастных случаях любой работник, обнаруживший пострадавшего, должен сообщить руководству объекта, в здравпункт и приступить к оказанию первой помощи пострадавшему. Все работники должны быть обучены приемам оказания доврачебной помощи и информированы о средствах быстрой связи.

Производственные помещения обеспечиваются аптечками с набором медикаментов и перевязочных материалов для оказания доврачебной помощи.

6.4 Дополнительные меры безопасности при эксплуатации производства

6.4.1 Способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства при разливах и авариях

Площадки расположения оборудования УПН имеют железобетонные поддоны и отбортовку для исключения растекания нефти и нефтепродуктов при разгерметизации оборудования и трубопроводов. Все стоки и проливы из отбортовки аппаратов 1-й, 2-й и 3-й ступеней сепарации поступают в колодцы промливневой канализации (ПЛК) и далее собираются в дренажную емкость Е-1, откуда откачиваются в РВС 14/1,2 очистных сооружений.

Аварийное опорожнение аппаратов С 1/1,2 производится в дренажную емкость ЕД-1, С2/1 и ОН 1/1,2 в дренажную емкость ЕД-3, а также непосредственно в систему ПЛК. Стоки из обвалования КСУ и парка очистных сооружений поступают в колодец ПЛК и далее в дренажные емкости Е-1, откуда откачиваются в РВС 14/1,2 очистных сооружений. Аварийное опорожнение сепараторов КСУ производится в дренажные емкости ЕД-4. Опорожнение УУН производится в дренажную емкость ЕД-5, откуда откачиваются на вход насосов НВОН.

Товарный парк РВС имеет обвалование, выполненное из расчета максимальной вместимости резервуаров. Внутри обвалования расположены колодцы ПЛК, стоки от которых собираются в дренажную емкость поз. Е-2. В колодцах, расположенных на выходе из обвалования, имеется запорная арматура для предотвращения попадания нефти в ПЛК при разгерметизации РВС. Аварийное опорожнение РВС производится по линии перетока в другие

резервуары. Откачка дренажных емкостей ЕД-1....4 производится в линию поступления нефти в С2/1.

При образовании замазученности территории необходимо убрать нефть, используя для этого подручные средства, вакуумную машину или смыть пролив водой в систему ПЛК. Замазученный грунт снять и убрать в шламонакопитель, засыпав место разлива чистым песком. Во избежание замазученности территории на большой площади в местах не имеющих обвалования, необходимо выполнить земляное обвалование места пролива, после чего приступить к уборке.

6.4.2 Индивидуальные и коллективные средства защиты работающих

Для защиты персонала от вредных факторов производственной среды, от механических повреждений используют спецодежду, спецобувь, средства защиты рук, противогазы и др. К специальным средствам защиты кожи относятся защитные пасты, мази и кремы. Применение средств индивидуальной защиты предусматривается отраслевыми правилами техники безопасности, а выдача этих средств регламентирована отраслевыми нормами.

Спецодежда должна быть гигиеничной, способствовать хорошей терморегуляции организма; удобной для надевания, носки и работы в ней; надежной в эксплуатации – обеспечивать безотказную службу в определенных условиях на протяжении заданного времени. Спецодежда может быть следующих видов: костюм (куртка и брюки), комбинезон, полукombинезон, халат, фартук и др. Спецодежда разделяется на группы для защиты от: пониженных температур; повышенных температур; механических воздействий; рентгеновских излучений и радиоактивных веществ; электрического тока; электростатических зарядов; электрических и электромагнитных полей; пыли; токсических веществ и др.

Спецодежда для защиты от нефти и нефтепродуктов изготавливается по ГОСТ 12.4.111-82* из хлопчатобумажных, льняных и смешанных тканей. На местах, которые подвергаются наибольшему воздействию нефтепродуктов, наливающихся усиливающие детали из основного материала или накладки из материалов с пленочным покрытием. Применяются также рабочие фартуки из парусины, различных видов эластискожи и винилискожи, материала с пленочным покрытием и других материалов не накапливающих статического электричества.

Спецобувь должна обеспечивать защиту ног от травм, воздействия агрессивных веществ, нефти, нефтепродуктов, от механических повреждений, от низких температур, перегревания и ожогов, пылящих и загрязняющих веществ.

Для защиты от нефти и нефтепродуктов применяются: сапоги резиновые по ГОСТ 12265-78*, изготавливаемые из каучука СКМ-40 и поливинилхлорида; сапоги юфтевые с кирзовыми голенищами по ГОСТ 12.4.137-84*; полусапоги юфтевые типа «конверт» и галоши нефтеморозостойкие.

К средствам защиты рук относятся рукавицы, перчатки, полуперчатки, напальчники и др.

Для персонала, обслуживающего факельные установки, должна быть закуплена специальная одежда и обувь, соответствующая группе «Ти», рукавицы тканевые комбинированные – от повышенных температур. Спецодежда должна быть изготовлена из специальной термостойкой ткани с маслостойкой пропиткой. Для защиты глаз необходимо использовать очки со светофильтрами.

Спецодежда выдается для теплого и холодного периода года.

В комплект спецодежды входят:

- костюм брезентовый или хлопчатобумажный с водоотталкивающей пропиткой;
- сапоги кирзовые;
- комбинированные или брезентовые рукавицы;

- костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой;
- валенки.
- Индивидуальные средства защиты:
- фильтрующий противогаз;
- защитные очки;
- защитная каска;
- подшлемники;
- переносной многокомпонентный газоанализатор.

Для защиты глаз применяют защитные очки, щитки, маски. Очки выпускаются открытого и закрытого типа. Для защиты от механических повреждений глаз и лица выпускают щитки с прозрачным экраном.

Средства личной защиты от сильных шумов применяются трех основных видов: антифоны, противошумные наушники и встроенные в другие средства индивидуальной защиты противошумные устройства.

Для защиты от повреждений головы должны применяться различного рода каски.

При работе с электрооборудованием обслуживающий персонал должен иметь при себе изолирующую подставку, резиновый коврик (дорожку), щитки, диэлектрические перчатки, калоши или боты.

Для защиты органов дыхания и глаз от вредного воздействия ядовитых паров и газов участвующим в ликвидации аварии необходимо применять фильтрующие или шланговые противогазы, или воздушные дыхательные аппараты. Защитные средства выбирают в зависимости от состава и концентрации вредных веществ, направления ветра и т.п.

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:

1. Фильтрующие - при содержании кислорода в воздухе выше 18%(об.) и не более 0,5% вредных веществ. Фильтрующий противогаз состоит из маски и коробки с поглотителем вредных примесей. В фильтрующих

противогазах маска одинакова для всех условий работы, а коробка с поглотителем обязательно должна подбираться в зависимости от состава вредных примесей с воздухом. Продолжительность защитного действия коробки противогаза зависит от концентрации паров и физической нагрузки пользующегося противогазом. Пригодность коробки противогаза определяется по отработанному времени (должен вестись учет использования каждой коробки) по привесу (после каждого применения коробка взвешивается и ее вес фиксируется). Обслуживающий персонал объекта обеспечивается противогазами с марками коробок ДОТ 320 А2 в комбинации с коробками марки ДОТ РЗ

6.4.3 Средства тушения возможных возгораний

Первичные средства пожаротушения предназначены для ликвидации небольших очагов загорания в помещениях и на открытых площадках. Установка подготовки нефти укомплектована первичными средствами в соответствии с нормами (ППБ 01-03) приведенными в таблице:

Автоматизированная система управления технологическим комплексом противопожарной защиты (АСУ ППЗ)

В качестве управляющего вычислительного комплекса (УВК) системы обнаружения пожара, сигнализации и управления технологическим оборудованием автоматического пожаротушения принята система производства ООО «Элеси» г. Томск, имеющая сертификат пожарной безопасности ССПБ.RU.ОПО21.В00075.

Система оповещения

В случае возникновения пожара предусмотрено организация системы оповещения людей о пожаре.

Оповещение людей осуществляется посредством светозвуковой (типа «Маяк»), звуковой (типа «Корбу-2М», ПСВ-С), световой (типа ССВ-5-2М) сигнализации.

Пожаротушение

Для тушения резервуаров предусмотрено автоматическое подслоное пожаротушение с помощью низкократных пенообразователей «Подслоный », производства «Новороссийск», пенообразователя ПО-6А3Ф по ТУ 241279002-49888190-98, либо пенообразователь производства г. Нижний Новгород «Нижегородский АFFF» по ТУ 2412-004-53675123-02. Синтетические, фторсодержащие пенообразователи представляют собой смесь фторсодержащих поверхностно- активных веществ со стабилизирующими добавками.

Система подслоного пожаротушения в резервуаре - это совокупность специального оборудования, пенообразователя и технологии, позволяющей генерировать, транспортировать и вводить низкократную пену непосредственно в слой нефти или в подтоварную воду, обеспечивая быстрое тушение пожара.

При возникновении пожара в резервуаре и срабатывании обнаружения пожара автоматически включаются насосы противопожарного водоснабжения, открываются задвижки с электроприводом в направлении горящего объекта, с помощью насосов–дозаторов концентрированный пенообразователь поступает в водный поток и уже готовый раствор пенообразователя по системе трубопроводов поступает в высоконапорный пеногенератор (ВПГ-У). Далее пена, разрывая предохранительную мембрану поступает в горящий резервуар. Суть подслоного способа пожаротушения заключается в следующем. Пена низкой кратности вводится с расчетной скоростью в холодный нижний слой нефтепродукта. Не смешиваясь с нефтью, всплывая через слой нефти, пена способна обтекать конструкции, равномерно растекаться по всей поверхности, образуя устойчивый пенный слой высотой 5 см. В результате конвективного теплообмена (интенсивного перемешивания):

- разрушается прогретый слой горячей нефти,

-холодные слои нефти всплывают на поверхность и снижают температуру на поверхности,

-на поверхности горячей жидкости образуется тонкий водный слой пены, который обеспечивает надежную устойчивость к поворотному загоранию, препятствует испарению горячей жидкости, способствующей продолжению пожара.

Противопожарная насосная с пеногенераторной

В помещении противопожарной насосной с пеногенераторной установлены:

- ЦНС-300/120 №1,2,3,4 (производительностью 300м³/час и напором 120м) три рабочих + один резервный,
- ЦНС-13/140 №5,6 (рабочий+резервный).

Производительность дозирующих насосов для получения 4...6% концентрации раствора пенообразователя, составляет соответственно 16,0...8 м³/час. Напор насоса должен превышать напор, создаваемый в этом месте основным насосом, на 5м.

Запас пенообразователя принят из расчета дозирования пенообразователя в систему в течение трехкратного времени тушения пожара (45 мин) и хранения 100% запаса пенообразователя.

Емкости пенообразователя Ер-1,Ер-2 V=16м³, содержащие каждая расчетный запас, обеспечивающий действие пеной установки в течение трехкратного расчетного времени тушения пожара установлены снаружи помещения противопожарной насосной с пеногенераторной.

6.4.4 Возможность накапливания зарядов статического электричества, их опасность и способы нейтрализации

Под статическим электричеством понимают заряды, возникающие от трения при движении нефтепродуктов по трубопроводам и при сливно-наливных операциях, заполнении или опорожнении резервуаров, электризации

ременных передач и потоков сжатых газов. Если такое заряжённое тело заземлено, то через некоторое время все заряды уйдут в землю. Так как заземление обеспечивает быстрый отход зарядов в землю только хорошо проводящих тел, а у слабо проводящих тел обеспечивает отвод заряда лишь в течение длительного времени, то помимо заземления оборудования борьба с проявлением статического электричества заключается в предотвращении скопления зарядов.

Для снижения интенсивности накопления электрических статических зарядов на нефтепродуктах внутри резервуаров допускается использование металлических струн, протянутых вертикально внутри резервуаров от крыши до днища. При этом резервуар должен быть заземлён.

Во взрывоопасных цехах рекомендуется непосредственно соединять электродвигатель с исполнительным механизмом, либо применять редукторы и другие типы передач.

Необходимо принять меры к недопущению загрязнения ремней маслом и другими жидкими и твёрдыми веществами, имеющими удельное сопротивление 4 Ом/м .

С целью уменьшения потенциала статического электричества первоначальное заполнение аппаратов вести с минимальной скоростью, ввод нефтяной эмульсии в аппараты производить под слой нефти, воды.

Контроль состояния средств защиты от статического электричества производится 1 раз в смену оператором, обслуживающим установку подготовки нефти, с записью в журнале.

6.4.5 Безопасный метод удаления продуктов производства из технологических систем и отдельных видов оборудования

При плановой остановке УПН остатки нефти из аппаратов дренируются в дренажные подземные емкости. После полного дренирования продукта производится пропарка и проветривание оборудования.

Освобождение резервуара от нефти осуществляется следующим образом:

1. Перекачка нефти в нефтепровод насосами внешней перекачки до минимально-возможного уровня;
2. Остаток нефти - «мертвый остаток», через зачистной патрубок сбрасывается в ЕШ-1, отстаивается. Придонный слой нефти откачивается в автоцистерну с вывозом в шламонакопитель.

6.4.6 Основные опасности применяемого оборудования и трубопроводов, их ответственных узлов и меры по предупреждению аварийной разгерметизации технологических систем

Безопасная эксплуатация объекта в значительной мере обеспечивается надежностью оборудования. Необходим постоянный контроль за техническим и коррозионным состоянием арматуры, трубопроводов. Наиболее характерные аварии для УПН связаны с пробоями фланцевых соединений; подсосом воздуха в факельные системы, с пробоями сальниковых соединений на задвижках; с переполнением, разрушением подземных емкостей, поломкой насосных агрегатов; образованием газовых пробок в насосах и трубопроводах с возможным разрушением трубопроводов от превышения давления при гидроударах; подсосом воздуха в систему или его неполным удалением перед пуском, после остановки или ремонта; с выходом из строя приборов КИПиА, нарушением противопожарного режима, производственной и трудовой дисциплины.

Необходимо проверять исправность запорной арматуры в соответствии с графиком, утвержденным в установленном порядке.

Ежесменно необходимо осуществлять обход УПН.

При обходе необходимо осматривать трубопроводы, наземные сооружения, запорную арматуру, фланцевые соединения. Особое внимание

необходимо обращать на показания манометров – осуществлять контроль за давлением и герметичностью системы.

6.5 Охрана окружающей среды.

Проектом предусматривается комплекс природоохранных мероприятий, направленных на снижение отрицательного воздействия на природную среду проектируемой УПН.

Площадки под строительство зданий и сооружений объектов обустройства УПН Крапивинского нефтяного месторождения согласованы с органами государственного и пожарного надзора.

Соблюдение нижеизложенных положений сводит до минимума отрицательное воздействие объектов УПН на окружающую среду.

6.5.1 Отходы при производстве продукции, сточные воды, выбросы в атмосферу, методы их утилизации, переработки

С целью предотвращения и уменьшения загрязнения атмосферного воздуха при эксплуатации оборудования предусмотрены технические решения, позволяющие свести до минимума вредное воздействие на атмосферный воздух и предотвратить возможность возникновения аварийных ситуаций:

1. Защита оборудования и трубопроводов от коррозии.
2. Оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчётное, с учётом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».
3. Опорожнение и дренаж технологических ёмкостей в закрытую систему с последующим возвращением жидких продуктов в технологический процесс.

6. Автоматическое регулирование режимных технологических параметров.

7. Автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и блокировки при возникновении аварийных ситуаций.

8. Помещение насосной снабжено системой датчиков-газоанализаторов для контроля за наличием горючих газов в помещении с сигнализацией в операторную.

9. Сброс газа с предохранительных клапанов аппаратов осуществляется на факел.

10. Для сбора утечек с сальников насосов установлена подземная емкость с насосной откачкой.

11. Установка трубных расширителей на факельном газопроводе с целью исключения сгорания жидких фракций углеводородов на факеле.

12. В качестве агрегатов насосной внешней и внутриварковой перекачки применены центробежные насосы с двойным торцевым уплотнением.

13. Для уменьшения выделений взрывоопасных и вредных паров и газов в производственные помещения проектируется система вытяжной вентиляции. Воздуховоды систем вентиляции выполняются из негорючих материалов.

14. Отопительно-вентиляционное оборудование, воздуховоды, предназначенные для помещений категории производства А, заземляются путем соединения на всем протяжении систем в непрерывную электрическую цепь или присоединением каждой системы не менее чем в двух местах к контурам заземления электрооборудования и молниезащиты с учетом требований ПУЭ.

15. При пожаре все системы вентиляции с механическим побуждением отключаются централизованно из операторной.

16. Устья труб для выброса воздуха, содержащего взрывоопасные газы, располагают на высоте не менее 1 м над высшей точкой кровли, с учетом

максимального рассеивания вредных и взрывоопасных веществ в атмосфере и не ближе 10м от возможных источников воспламенения.

Снижение загрязнения воздушного бассейна в период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) является обязательной частью деятельности предприятий по охране атмосферного воздуха, установленной законодательством Российской Федерации.

Мероприятия носят организационный характер и обеспечивают снижение выбросов на 10-20%.

Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период НМУ дана согласно РД52.04.52-85 [19].

Мероприятия по сокращению выбросов по первому режиму включают:

контроль за герметичностью оборудования;

контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;

контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;

запрет работы в форсированном режиме;

запрет ремонтных работ, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу.

Все источники предприятия, подлежащие контролю по загрязнению атмосферы, делятся на категории:

к 1-й категории относится источник, вносящий существенный вклад в загрязнение атмосферы, так называемый организованный выброс (факел), который должен контролироваться систематически 1 раз в квартал;

к 3-й категории относятся площадка нагревателей, резервуары сырой и товарной нефти и др., которые должны контролироваться один раз в год;

к 4-й категории относятся резервуар подтоварной воды, площадка дренажных емкостей, пункт налива нефти, шламовый амбар и др., которые должны контролироваться один раз в 5 лет.

В число веществ, подлежащих обязательному контролю, должны быть включены диоксид азота, оксид углерода, сажа.

Основными источниками вредных выделений на объекте являются емкости, сепараторы, резервуары, нагреватели, факельные установки.

На площадке УПН вредные вещества выбрасываются в атмосферу через источники с организованными и неорганизованными выбросами.

При нормальной работе технологического оборудования возможны постоянные небольшие утечки загрязняющих веществ в атмосферу. Выброс вредных веществ происходит:

- на открытой технологической площадке через запорно-регулирующую арматуру, предохранительные клапаны, воздушники ёмкостей;

- от оборудования, расположенного в блоках, через воздухопроводы и дефлекторы;

- при сжигании попутного нефтяного газа в печах, на дежурных горелках факела высокого давления и факела низкого давления, на факеле высокого давления при залповом сбросе газа с предохранительных клапанов;

- через неплотности запорно-регулирующей арматуры, продувочные свечи перед ремонтными работами участков технологических трубопроводов.

На основе статистических данных об аварийных ситуациях, целесообразно рассматривать аварию в виде порыва газопровода внешнего транспорта, отключения основного источника электроснабжения.

При этой аварийной ситуации газ направляется на сжигание на факел высокого давления, нефть поступает в резервуары РВС.

При рабочем режиме эксплуатации объекта в атмосферный воздух будут выбрасываться вредные вещества 13 наименований и при совместном присутствии образуют одну группу суммации.

На основании результатов расчётов максимальных приземных концентраций выбрасываемых вредных веществ в атмосфере следует, что загрязнение атмосферного воздуха вредными веществами, при нормальной работе технологического оборудования, на границе санитарно-защитной зоны

(СЗЗ) ожидается менее 1ПДКм.р. (ОБУВ), поэтому выбросы вредных веществ предлагаются в качестве предельно-допустимых (ПДВ).

Величины предельно-допустимых выбросов (ПДВ) подлежат обязательному контролю при эксплуатации проектируемых объектов.

Для каждого источника установлен такой предельно-допустимый выброс (ПДВ) каждого из веществ, при котором суммарная приземная концентрация вещества, создаваемая остальными источниками, не превышает санитарных норм.

Контроль за соблюдением установленных нормативов выбросов (ПДВ) от неорганизованных источников выбросов и дежурных горелок факелов рекомендуется осуществлять расчётно-балансовыми методами с использованием расчётных методик.

Контроль величин ПДВ от организованных источников выбросов рекомендуется осуществлять с помощью инструментальных замеров. Организованные источники, вносящие существенный вклад в загрязнение атмосферы, должны регулироваться систематически.

Категория выброса загрязняющих веществ определяется в соответствии с «Рекомендациями по основным вопросам воздухоохранной деятельности».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы *«Проектирование и расчет основного оборудования установки подготовки нефти»* был произведен расчет основных аппаратов блока глубокого обезвоживания и обессоливания нефти, а именно отстойника нефти и нефтегазового сепаратора. Произведены основные механические расчеты аппарата, такие как:

- Расчет толщины стенки цилиндрической обечайки, а также толщины стенок эллиптических днищ;
- Расчет фланцевого соединения;
- Расчет укрепления отверстий в цилиндрической обечайке и эллиптических днищах;
- Выбор и расчет опор аппарата.

В разделе экспериментальная часть предложено применение гидроциклонных систем для очистки подтоварной воды от механических примесей и нефтепродуктов, что в свою очередь позволит улучшить показатели воды, закачиваемой в пласт, как с технологической, так и экологической точки зрения.

В разделе социальная ответственность рассмотрена безопасность и экологичность нахождения сотрудников в цехе подготовки и перекачки нефти, а также разработаны мероприятия по предотвращению воздействия на здоровье опасных и вредных факторов для работников цеха и созданы безопасные условия труда для обслуживающего персонала.

В экономической части работы был произведен расчет затрат на приобретение, монтаж и эксплуатацию установки.

СПИСОК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
Василевичева Ильи Юрьевича

№	Наименование научного труда	Руко- писн. или печ.	Издательство, журнал (номер, год)	Ном ер стр.	Кол- во стр.	Фамилии соавторов
1	Применение электромагнитной установки для разделения водонефтяных эмульсий	Печ.	Материалы XIX Международной научно- практической конференции студентов и молодых ученых «Химия и химическая технология в XXI веке» ХТТ–2018. – Томск, 2018.	360– 361		Семакина О.К.
2	Очистка подтоварной воды от механических примесей	Печ.	Материалы XIX Международной научно- практической конференции студентов и молодых ученых «Химия и химическая технология в XXI веке» ХТТ–2018. – Томск, 2018.	359– 360		Семакина О.К.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Поникаров И.И. и др. Расчеты машин и аппаратов химических производств и нефтегазопереработки. Учебник для ВУЗов. – М.: Альфа-М, 2008. – 720 с.
2. Смирнов Г. Г. и др. Конструирование безопасных аппаратов для химических и нефтехимических производств. Справочник под общ. ред. А. Р. Толчинского. – Л.: Машиностроение, 1988. – 303 с.
3. Лутошкин Г. С., Дунюшкин И. И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1985. – 135 с.
4. ГОСТ Р 52857.2-2007. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет цилиндрических и конических обечаек, выпуклых и плоских днищ и крышек.
5. ГОСТ Р 52857.3-2007. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Укрепление отверстий в обечайках и днищах при внутреннем и внешнем давлении. Расчет на прочность обечаек и днищ при внешних статических нагрузках на штуцер.
6. ГОСТ Р 52857.4-2007. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений.
7. Лащинский А.А. Конструирование сварных химических аппаратов. Справочник под редакцией А.Р. Толчинского. – Л.: Машиностроение, 1981. – 382 с.
8. Безопасность жизнедеятельности. Под общ. ред. С. В. Белова. 2-е изд., испр. и доп. – М.: Высш. шк., 1999. – 448 с.
9. Безопасность труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах. Правила и нормы. – М.: Недра, 1989. – 487 с.

10. Технический регламент установки по подготовки нефти Крапивинского месторождения. – Стрежевой, 2009. – 87 с.
11. Матвеев В.В., Крупин Н.Ф. Пример расчета такелажной оснастки. – Л.: Стройиздат, 1987. – 320 с.
12. Семакина О.К. Монтаж, эксплуатация и ремонт оборудования отрасли. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 181 с.
13. Никитин Н.В., Гаршин Ю.Ф., Меллер С.Х. Краткий справочник монтажника и ремонтника. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 192 с.
14. Рыжакина Т.Г. Экономика и управление производством. Методическое пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 30 с.
15. Нефтепромысловое оборудование. Справочник под редакцией Е. И. Бухаленко. – М.: Недра, 1990. – 559 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Designing the main equipment for the oil pumping and treatment department

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4КМ61	Василевичев Илья Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Семакина Ольга Константиновна	к.т.н		

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Игна Ольга Николевна	к.п.н.		

The liquid extracted from the oil well can be called oil with a great deal of conventionality. Formally, oil is a commodity product, the characteristics of which correspond to the state standard. At the same time, a mixture of various substances comes in from the well: oil, gas, water, salts, sand. The ratio of well fluid components depends on the properties of a particular field. To all other things, it changes in the process of natural depletion of the deposit. Initially, the well can produce almost anhydrous oil, and in the final phase, the produced liquid is more than half of water. In some cases, the water supply of raw materials reaches very high values. The degree of saturation of oil with dissolved gas is called the gas factor. This indicator also changes during the depletion of the field.

This mixture can not be fed into the main oil pipeline - during transportation it will separate, water and salt will cause severe corrosion of steel structures, and mechanical impurities can damage the pumps. The downhole fluid must be degassed, dehydrated, desalted and stabilized. These operations are performed by the oil collection and treatment system.

The simplest way to separate oil from water is gravity sludge. In this case, the raw material is kept in the reservoir for 2 days or more. Under the action of gravity, water droplets accumulate in the lower part of the reservoir. Dehydration of oil is complicated by the fact that water forms a fairly stable emulsion with oil. To accelerate the process of separation of the emulsion, it is heated and demulsifying agents are added. They are adsorbed on the interface between the oil-water phases and displace less surface-active natural emulsifiers. This leads to the coalescence of small droplets of water into larger ones, which quickly descend to the bottom of the reservoir. Together with water, most of the salts contained in it are removed from the oil. Additional demineralization is carried out by mixing dehydrated oil with fresh water, after which the resulting emulsion is dehydrated again.

Dissolved in oil, gas is released at all stages of preparation, starting with the calculation of well rates in a group metering unit. The final degassing of the raw material is carried out when it is fed to a tank with a reduced pressure, where the gas is pumped out by the pumps. The collected gas can be sent to a gas processing plant,

used as fuel in a boiler or power plant. In the absence of local consumers, gas must be burned on a torch. Stabilization of oil consists in removing propane and butane from it. These hydrocarbons are very volatile. If they are not removed, they will be lost during transportation, especially when transporting oil in road or rail tank cars. Stabilization is carried out with the help of heating oil, which leads to an intensive allocation of low-boiling fractions.

4.1.1 Mechanical impurities in the bottled water

Specialists working in the field of water treatment at utilities and energy enterprises deal mainly with fresh water, relatively clean, with low content of petroleum products and mechanical impurities. In oil and gas production, highly mineralized waters of oil-bearing horizons, often with a large amount of sand or proppant particles, and so-called "bottled" water, characterized in addition to mineralization by a high content of mechanical impurities, mainly ferromagnetic particles and petroleum products, enter the water treatment facilities. Corrosion destruction, which is in this case the metal of pipes and equipment, causes not only corrosive aggressiveness of the liquid itself, but also abrasive wear caused by mechanical impurities.

The use of the waterflooding system in the development of oil fields allows, both to accelerate the pace of development, and increase oil recovery. When determining the indicators of water pumped into the reservoir, special attention is paid to the presence in it of dissolved oil and suspended solids, the percentage of which is determined by the reservoir properties of rocks. The concentration of hydrogen sulphide in fields that are in the late stages of development exceeds the standards by several times. One of the reasons for such a high content of hydrogen sulfide in the reservoir waters is the presence of sulfate-reducing bacteria. It is these bacteria that produce hydrogen sulphide, which according to the norms should be completely absent in the waters.

It turns out that the water prepared for pumping into the reservoir must meet the requirements not only of a technological nature, but also of an ecological one. The decisive role is played not by the concentration of undesirable inclusions, but by

the ratio of pore sizes of rocks and injected into the bed of particles. In order to avoid siltation of the pore space, it is necessary that the suspended particles in the water are five times or more smaller than the pores of the rock reservoirs. A certain danger of formation colmatization is caused by iron, which has the ability to release flakes in the size from 1 to 3 mm. Another reason for reducing the permeability of the formation may be the formation of iron sulphides. At the design values of the system of PPD, about 16 kg of colloidal particles per day can form, which will directly affect the formation of the formation.

Current Practice

Several methods are used to clean the bottom water:

- Defending (the most common);
- Mechanical filtration;
- The use of centrifugal filtering devices is the fastest and most effective way of cleaning.

Centrifugal filter systems include:

- Gravity separators;
- Hydrocyclone installations;
- Flotation systems;
- Filtration units

Goals and objectives of the study

Currently, there is a problem associated with the content in the bottled water discharged to the BKNS, mechanical impurities and petroleum products. This entails partial loss of oil and a technological disruption associated with maintaining reservoir pressure. The purpose of the research work is to review the existing methods of cleaning discarded bottom water before pumping out to the BKNS from mechanical impurities and petroleum products. Task: To propose for the solution of this problem the use of centrifugal filtering devices based on hydrocyclone installations.

